

**B.C.Craft y
M.F.Hawkins, Jr.**

**INGENIERIA
APLICADA
DE
YACIMIENTOS
PETROLIFEROS**

TECNOS

Editorial TECNOS. Madrid

OTRAS PUBLICACIONES SOBRE INGENIERIA Y TECNICA APLICADA

- BLÜCHER, H.: *Enciclopedia de Química Industrial*. XII+1406 págs.
25 × 17 cm. Tela.
- FÖPPL y SONNTAG, G.: *Tablas y Abacos para el Cálculo de Resistencia de Materiales*. XVI+258 págs. 25 × 17 cm. Cart.
- GABAY, A.: *Maquinaria auxiliar de Obra*. (Agotado.) VIII+360 págs.
32 × 24 cm. Tela.
- KRENZ, A. y OSTERLOH, H.: *Curvas de Transición en Carreteras*.
474 págs. 17 × 12 cm. Tela.
- LAPINÉ, M.: *Los Ensayos de Transformadores Industriales en el Taller del Constructor y en la Casa del Usuario*. XIV+228 págs.
25 × 17 cm. Cart.
- L'HERMITE, A.: *A Pie de Obra* (reimpresión). 110 págs. 25 × 17 cm.
Tela.
- MESSIAH, A.: *Mecánica Cuántica*. 2 vols. XXXII+1078 págs.
24 × 16 cm. Tela.
- MURPHY, A. J.: *Fundición de los Metales no Ferreos*. XVI+715 páginas. 25 × 17 cm. Tela.
- RUF, H.: *Breve Tecnología del Petróleo* (2.^a edición). 386 págs.
22 × 16 cm. Tela.
- SÉFÉRIAN, D.: *Metalurgia de la Soldadura*. XVI+402 págs. 25 × 17 cm.
Tela.
- STEWART, R.: *El Método de las Transversales para el Cálculo de Estructuras*. XI+128 págs. 25 × 17 cm. Cart.

B. C. CRAFT Y M. F. HAWKINS

**Del Departamento de Ingeniería de Petróleos
de la Universidad del Estado de Louisiana**

INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS

**Traducción de la edición inglesa por
HERNANDO VASQUEZ-SILVA
Ingeniero Consultor de Petróleos, B. S., M. S.**

**Revisión y Glosario de términos y definiciones
sobre Ingeniería de Yacimientos por
RAMIRO PÉREZ PALACIO
Ingeniero de Petróleos, B. S., M. S.
Universidad del Zulia, Venezuela**

**EDITORIAL TECNOS
MADRID**

Los derechos para la versión castellana de la obra
APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING
publicada por *Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., EE. UU.*
son propiedad de EDITORIAL TECNOS, S. A.

© EDITORIAL TECNOS, S. A.
O'Donnell, 27. Madrid. Teléf. 226 29 23
Depósito legal: M. 16179 - 1968

SELECCIONES GRÁFICAS (EDICIONES) - Paseo de la Dirección, 52 - MADRID

A Bertha y Julia

INTRODUCCIÓN DEL TRADUCTOR

*La traducción INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, junto con INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS *, son los dos únicos textos existentes en español que cubren en forma amplia—y aun sencilla—los diversos y complejos mecanismos que operan en los yacimientos de petróleo y gas. Las obras son complementarias entre sí.*

Las traducciones de estos textos técnicos del inglés al español no tienen como objeto el de desalentar al estudiante o profesional en su aprendizaje del inglés. Con estas traducciones sólo se desea permitir al lector interesado en estos temas adquirir un conocimiento más profundo en su propio idioma, de manera que cuando esta persona se refiera a otros textos, libros, revistas, etc. en inglés, pueda extraer el máximo de dichos escritos técnicos. Debe, pues, el estudiante o profesional de petróleos tener presente que es muy importante conocer el idioma inglés con el fin de mantenerse al tanto del progreso que continuamente se está haciendo en los ramos de ingeniería de petróleos y particularmente en el de yacimientos.

Quiero agradecer la eficaz colaboración del ingeniero Ed May, ingeniero jefe de la Colombian Petroleum Company, quien aclaró algunos pasajes del libro original en inglés para que se presentaran en forma más clara en la versión en español. Reconozco también la meritoria labor del ingeniero Ramiro Pérez Palacio, profesor de ingeniería de petróleos de la Universidad de Zulia, Venezuela, por su eficaz colaboración en la traducción y revisión del texto.

Todo estudiante o profesional que se beneficie de esta obra sabrá agradecer, junto con el traductor, las contribuciones hechas por las

* S. J. Pirson, *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*, Ediciones Omega, Barcelona, España, 1965.

siguientes compañías, las cuales permitieron reducir los costos de la preparación y edición de la obra y, por consiguiente, su precio de venta: Chevron (Richmond) Petroleum Company of Colombia, Colombian Petroleum Company, Lane-Wells International, International Petroleum (Colombia) Limited, James A. Lewis Engineering.

Las siguientes personas comprendieron la importancia que este libro tendría en español y, por consiguiente, fueron responsables por las contribuciones financieras a que antes me refiero: C. R. Goss y Claude Phelan, G. G. Sowash y W. G. Bowen, B. P. Loughnane, John Blocker, W. J. Nutt, George H. Monkhouse.

H. V. S.

Bogotá

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN DEL TRADUCTOR.....	9
PRÓLOGO.....	15
I. YACIMIENTO DE GAS.....	17
1. Historia de la ingeniería de yacimientos.....	17
2. Yacimientos de petróleo.....	20
3. Símbolos y factores de conversión.....	22
4. Pesos atómicos y moleculares.....	30
5. El mol o mol-libre.....	31
6. Ley de los gases perfectos.....	32
7. Peso o gravedad específica de gases.....	34
8. Gases no ideales o reales.....	36
9. Gradientes, densidades y factores volumétricos del gas en el yacimiento.....	43
10. Determinación del gas en el yacimiento por el método volumétrico.....	46
11. Cálculo de la recuperación unitaria de yacimientos volumétricos de gas.....	55
12. Cálculo de recuperación unitaria de yacimientos de gas con empuje hidrostático.....	57
13. Balance de materiales en yacimientos de gas.....	62
14. Equivalentes en gas del agua y condensado producidos.....	69
15. Restricciones y limitaciones de las ecuaciones y errores.....	72
PROBLEMAS.....	74
BIBLIOGRAFÍA.....	84
II. YACIMIENTOS DE CONDENSADOS DE GAS.....	86
1. Introducción.....	86
2. Clasificación de los tipos de yacimientos de acuerdo con los diagramas de fases (Composición).....	91
3. Cálculo del petróleo y gas iniciales existentes en un yacimiento de condensado de gas.....	95
4. Comportamiento de yacimientos volumétricos de condensación retrógrada de gas.....	103
5. Empleo de balance de materiales para yacimientos de condensado retrógrado.....	113
6. Comparación entre las historias actual y pronosticada de producción de yacimientos volumétricos de condensado.....	117

7. Operaciones de reciclo y empuje hidrostático en yacimientos de condensados	122
PROBLEMAS	129
BIBLIOGRAFÍA.....	133
III. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO SUBSATURADO	134
1. Introducción.....	134
2. Solubilidad del gas.....	136
3. Factores volumétricos	138
4. Cálculos del petróleo inicial en el yacimiento por medio del método volumétrico y determinación de recuperación de petróleo	144
5. Balance de materiales de yacimientos volumétricos de petróleo subsaturado.....	150
6. Campo Kelly-Snyder, Yacimiento Canyon Reef.....	155
7. La zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa	161
8. Compresibilidad de fluidos del yacimiento por encima del punto de burbujeo	170
9. Gas en solución, factores volumétricos y compresibilidades de aguas de formación	174
10. Compresibilidad de las formaciones	177
11. Cálculos por encima del punto de burbujeo, incluyendo las compresibilidades de la formación y del agua	180
PROBLEMAS	185
REFERENCIAS	193
IV. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO CON EMPUJES SIMULTÁNEOS: GAS EN SOLUCIÓN, CAPA DE GAS E HIDROSTÁTICO.....	195
1. Características de los yacimientos con empuje por capa de gas y empuje hidrostático.....	195
2. Ecuación general del balance de materiales	197
3. Aplicaciones y limitaciones del balance de materiales.....	204
4. Intrusión de agua.....	207
5. Uso del método de los mínimos cuadrados para expresar el factor volumétrico del gas.....	219
6. Liberaciones diferencial e instantánea de gas	223
7. Selección de valores de datos PVT para cálculos de balance de materiales.....	232
8. Yacimientos de petróleos volátiles.....	241
9. La correlación Y	242
10. Inyección de agua en el campo Rockwell.....	244
11. Rata de eficiencia máxima (REM; inglés=MER)	254
PROBLEMAS	257
REFERENCIAS	262

V. INTRUSIÓN DE AGUA	264
1. Introducción.....	264
2. Analogía hidrostática de intrusión de agua.....	266
3. Determinación de la intrusión de agua por medio de la ecuación de difusividad.....	269
4. Determinación de la intrusión de agua por un método diferente al de balance de materiales	282
5. Expresión analítica de la intrusión de agua determinada a partir de estudios de balance de materiales.....	286
6. Cálculo simultáneo del petróleo inicial en el yacimiento y de la intrusión de agua	292
7. Analizadores eléctricos de yacimientos.....	300
8. Estudios de intrusión de agua en campos de petróleo	306
9. Interferencia de presión entre yacimientos con un acuífero común.....	316
PROBLEMAS	322
REFERENCIAS	327
 VI. MOVIMIENTO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS	 328
1. Ley de Darcy.....	328
2. Viscosidad del agua, gas naturales y petróleo, a condiciones del yacimiento	334
3. Tipos y compresibilidad de fluidos.....	340
4. Clasificación de sistemas de flujo en el yacimiento.....	346
5. Flujo lineal de fluidos incompresibles, estado continuo	349
6. Flujo lineal de gases, estado continuo	350
7. Capas lineales en serie.....	351
8. Capas lineales en paralelo.....	353
9. La Ley de Poiseuille para flujo capilar	354
10. Movimiento de fluidos a través de fracturas	357
11. Flujo radial de un fluido incompresible, estado continuo	358
12. Flujo radial en estado continuo de líquidos compresibles en áreas de drenaje limitadas	360
13. Presiones promedias en sistemas de flujo radial y tiempo de readaptación	363
14. Índice de productividad.....	365
15. Variaciones de permeabilidad en flujo radial	370
16. Razón de productividades y modelos eléctricos	372
17. Otros problemas de pozos resueltos por el modelo eléctrico y cálculos matemáticos.....	377
18. Daño zonal y estimulación de pozos.....	383
19. Restauración de presión en pozos con flujo en estado continuo	387
20. Flujo radial en estado no continuo de líquidos compresibles.....	390
21. Restauración de presión en pozos de flujo de estado no continuo	401
22. Flujo radial de gases, estados continuo y no continuo	410

23. Restauración de presión en pozos de gas	416
24. Espaciamento, recuperación y capacidad de producción de pozos de gas	418
PROBLEMAS	426
REFERENCIAS	444
VII. DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS.....	446
1. Permeabilidad relativa.....	446
2. Mecanismo de desplazamiento de Buckley-Leverett	453
3. Desplazamiento de petróleo por gas, con segregación gravitacional y sin ella.....	461
4. Recuperación de petróleo por empuje interno de gas (gas en solución)	471
5. Cálculo de la razón de permeabilidades relativas a partir de datos de campo	488
6. Disminución del índice de productividad en yacimientos de empuje por depletación	490
7. Desplazamiento de petróleo por agua en yacimientos estratificados.....	492
8. Eficiencia de barrido.....	509
PROBLEMAS	524
REFERENCIAS	533
GLOSARIO Y DEFINICIONES SOBRE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS ..	536
ÍNDICE DE AUTORES.....	551
ÍNDICE DE MATERIAS	555

PRÓLOGO

En los últimos veinte años la ciencia de ingeniería de yacimientos petrolíferos ha surgido como un ramo altamente técnico y definido de ingeniería de petróleos.

Hoy día son comunes las enormes inversiones en facilidades y personal para la recuperación de petróleo y gas, basadas en estudios de yacimientos y predicciones del comportamiento de los mismos. Una de las más sobresalientes aplicaciones de ingeniería de yacimientos es la recuperación secundaria de importantes cantidades de petróleo en campos abandonados o considerados esencialmente agotados. Ingenieros de yacimientos e investigadores están explorando y desarrollando nuevos métodos para aumentar la recuperación de petróleo y gas, y para calcular con mayor precisión el comportamiento de yacimientos.

El objetivo principal de esta obra es la aplicación de valores (datos) de ingeniería de yacimientos para calcular el contenido de fluidos del yacimiento y los potenciales de recuperación, y el análisis y pronóstico del comportamiento del yacimiento por medio de diferentes métodos de producción. Debido a la creciente importancia del gas natural, se ha incluido un capítulo sobre yacimientos de gas. Se incluye también un capítulo sobre fenómenos que ocurren en los pozos, con el fin de hacer sobresalir las importantes relaciones existentes entre los cálculos de comportamiento del yacimiento y de los pozos.

Se deducen ecuaciones matemáticas teóricas y se ilustran por medio de ejemplos numéricos y estudios de yacimientos para describir los tipos de comportamiento de los pozos y yacimientos encontrados en las prácticas modernas de producción. Se estudia también el efecto que tiene la fuente, clase y precisión de los valores y estudios sobre los cálculos y análisis. Los datos incluyen investigaciones de geología

del subsuelo, estudios petrofísicos, propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, estudios especiales de núcleos en el laboratorio y resultados con dispositivos tales como modelos y analizadores de yacimientos. Numerosos ejercicios se incluyen para entender los principios y limitaciones de la ingeniería aplicada de yacimientos.

Los temas de ingeniería de yacimientos se introducen a un nivel que permiten ser captados fácilmente por aquellas personas que poseen conocimientos básicos en geología y otras ciencias físicas, como también de las diferentes ramas de ingeniería. Progresivamente, estos temas se llevan a su forma final, a nivel de la aplicación moderna de ingeniería de yacimientos. Todos los cálculos fundamentales de aplicaciones de ingeniería de yacimientos se presentan en forma tal que fijen las bases para la solución de problemas más especializados y complejos que pueden encontrarse.

Se rinde tributo a los muchos científicos e ingenieros que han hecho importantes contribuciones en el campo de ingeniería de yacimientos, y particularmente a la Society of Petroleum Engineers del AIME, en cuyas actas han sido publicadas tantas de las contribuciones. Se agradece la colaboración de los señores William J. Ainsworth y Charles L. Hill en la preparación de este trabajo.

B. C. CRAFT
M. F. HAWKINS

I. YACIMIENTOS DE GAS

1. HISTORIA DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Petróleo crudo, gas natural y agua son las sustancias de mayor interés para los ingenieros de petróleos. Aunque estas sustancias pueden presentarse como sólidos o semisólidos, generalmente a presiones y temperaturas bajas, se presentan en forma de parafina, hidratos de gas, hielo, o crudos de alto punto de flujo *. Por otro lado, en el yacimiento y en los pozos, tales sustancias se hallan como *fluidos*, en estado *líquido* o *gaseoso*, o frecuentemente en ambos. Incluso en los procesos de perforación, cementación y fracturación, los materiales sólidos se utilizan en forma de fluidos o lechadas. La separación de los fluidos del yacimiento y del pozo en estados líquido y gaseoso depende principalmente de la temperatura y presión. El estado físico de un fluido en el yacimiento generalmente varía con la presión, pues la temperatura es esencialmente constante. En muchos casos el estado físico del fluido en el yacimiento no está relacionado con el estado del fluido producido en la superficie. El principal objetivo del ingeniero de petróleos es determinar el comportamiento del petróleo crudo, gas natural y agua, solos o en combinación, bajo condiciones estáticas o en movimiento en el yacimiento y en las tuberías, con cambios de temperatura y presión.

En 1928 los ingenieros de petróleos ya consideraron seriamente las relaciones entre el gas y la energía, y reconocieron la necesidad de una información más exacta respecto a las condiciones físicas existentes en los pozos y yacimientos. Los primeros progresos en los métodos de recuperación del petróleo probaron que los cálculos hechos a partir de datos tomados en la superficie o en la cabeza del pozo conducían por lo general a conclusiones erróneas. Scatler y Stephenson **¹ describieron el primer medidor de presión de fondo y una sonda para sacar muestras de fluidos del pozo bajo presión. Es inte-

* Ver "glosario de términos".

** Las referencias citadas a través del libro se incluyen al final de cada capítulo.

resante observar que esta referencia define los datos del fondo del pozo como medidas positivas (donde el medidor de éstas es de acción directa o se mueve en un sentido determinado) de presión, temperatura, razón gas-petróleo, y de naturaleza química y física de los fluidos. La necesidad de obtener presiones de fondo más precisas se puso de manifiesto cuando Millikan y Sidwell² describieron el primer medidor de presión de precisión e indicaron a los ingenieros de petróleos la importancia fundamental de las presiones de fondo, con el fin de determinar los métodos más eficientes de recuperación y producción. En esta forma, el ingeniero pudo obtener la información básica más importante para los cálculos del comportamiento del yacimiento: *la presión del yacimiento*.

El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático o de flujo se denomina petrofísica. Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: porosidad, permeabilidad, saturación y distribución de fluidos, conductividad eléctrica de los fluidos y de la roca, estructura porosa y radioactividad. En 1933, Fancher, Lewis y Barnes³ hicieron uno de los primeros estudios petrofísicos de rocas de yacimiento, y en 1934, Wycoff, Botset, Muskat y Reed⁴ desarrollaron un método para medir la permeabilidad de muestras de roca de yacimiento basado en la ecuación del flujo de fluidos deducida por Darcy en 1856. Wycoff y Botset⁵ hicieron una notable contribución con sus estudios de flujo simultáneo de petróleo y agua, y de gas y agua en arenas no consolidadas. Este trabajo se aplicó más tarde a arenas consolidadas y a otras rocas, y en 1940 Leverett y Lewis⁶ presentaron un estudio sobre el flujo de tres fases: petróleo, gas y agua.

Los primeros investigadores en ingeniería de yacimientos se dieron cuenta que para calcular los volúmenes de petróleo y gas *in situ* era necesario conocer la variación con presión de las propiedades físicas de las muestras de fondo de los fluidos del yacimiento. De acuerdo con esto, en 1935, Schilthuis⁷ describió un sacamuestras de fluidos y un método para medir las propiedades físicas de las muestras obtenidas. Estas medidas incluyen las relaciones entre presión, volumen y temperatura; la presión de saturación o punto de burbujeo; la cantidad total de gas disuelto en el petróleo; las cantidades de gas liberado bajo diferentes condiciones de temperatura y presión; y la contracción del petróleo como resultado de la liberación de su gas disuelto. Estos datos permitieron deducir ecuaciones importantes y también proporcionaron una corrección fundamental en la ecuación volumétrica usada para calcular el petróleo *in situ*.

El siguiente adelanto de importancia fue el reconocimiento y medición de la saturación de agua innata o connata^{8,9}. Esta saturación es inherente a la formación y queda formando parte del espacio po-

roso después de la acumulación del petróleo o gas. Dicho adelanto ayudó a esclarecer el problema de las escasas recuperaciones de petróleo y gas en arenas de baja permeabilidad con alta saturación de agua innata e introdujo el concepto de saturaciones de agua, petróleo y gas como porcentajes del espacio poroso total de la roca del yacimiento. La medición de la saturación de agua introdujo una modificación importante en la ecuación volumétrica, corrigiendo el volumen poroso al espacio poroso disponible para hidrocarburos.

Los gradientes térmicos y geotérmicos, de gran interés para los geólogos durante muchos años, tuvieron aplicación en la ingeniería de yacimientos sólo cuando se desarrolló un termómetro de precisión que registra en el fondo del pozo. Millikan¹⁰ mencionó la importancia de los datos de temperatura en los estudios de yacimientos y pozos.

A partir de estos datos básicos, Schilthuis¹¹ dedujo una ecuación importante, comúnmente denominada la ecuación de balance de materiales de Schilthuis. Es una modificación de una ecuación anterior presentada por Coleman, Wilde y Morre¹², y una de las herramientas más importantes del ingeniero de yacimientos. Básicamente, es una expresión de la conservación de la materia, y un método de tomar en cuenta los volúmenes y cantidades de fluidos inicialmente presentes, producidos, inyectados y remanentes en el yacimiento en cualquier etapa de agotamiento. En yacimientos de empuje *hidrostático* el volumen de agua introducido en el yacimiento entra también en el balance de materiales de los fluidos. Schilthuis¹¹ propuso un método para calcular la intrusión de agua empleando la ecuación de balance de materiales; posteriormente, Hurst¹³ y, más tarde, van Everdingen y Hurst¹⁴ desarrollaron métodos para el cálculo de la intrusión de agua independientemente de la ecuación de balance de materiales y aplicables a acuíferos de extensiones limitada o infinita, en estados de flujo continuo o no continuo.

Después de estos adelantos para calcular las cantidades de petróleo y gas inicialmente *in situ* o en cualquier etapa de agotamiento, Tarner¹⁵ y Buckley y Leverett¹⁶ fundaron las bases para calcular la recuperación de petróleo esperada a partir de las características de la roca y su fluido. Tarner y, luego, Muskat¹⁷ presentaron métodos para calcular la recuperación por el mecanismo de empuje interno o de gas en solución, y Buckley y Leverett, para calcular el desplazamiento de petróleo por empujes externos: empuje por capa de gas y empuje hidrostático. Estos métodos no sólo proporcionaron medios para calcular recuperaciones en estudios económicos sino también explicaron la causa de las bajas recuperaciones en muchos campos. Este descubrimiento a la vez indicó el aumento en recuperaciones que podría lograrse aprovechando las energías y fuerzas naturales,

suministrando energía adicional por inyecciones de agua y gas y unificando yacimientos para contrarrestar las pérdidas causadas en operaciones competidoras.

Con el desarrollo de estos métodos, conceptos y ecuaciones, la ingeniería de yacimientos se convirtió en una rama eficaz y bien definida de la ingeniería del petróleo. Ingeniería de yacimientos puede definirse como la aplicación de principios científicos a los problemas de drenaje que surgen durante el desarrollo y producción de yacimientos de gas y petróleo. Se ha definido también como "el arte de desarrollar y producir campos de petróleo y gas en forma que permita obtener una alta recuperación económica"¹⁸. Las herramientas del ingeniero de yacimientos son la geología del subsuelo, las matemáticas aplicadas y las leyes fundamentales de física y química que controlan el comportamiento de los estados líquido y gaseoso del petróleo crudo, gas natural y agua que se encuentran en la roca del yacimiento. Como la ingeniería de yacimientos consiste en la ciencia de producir petróleo y gas, incluye un estudio de todos los factores que afectan la recuperación de dichos fluidos. Clark y Wesley¹⁹ indican la necesidad de aplicación conjunta de datos geológicos y de ingeniería para llegar a programas de correcto desarrollo del campo. Finalmente, la ingeniería de yacimientos es de interés a todo ingeniero de petróleos, desde el ingeniero de perforación que planea el programa de lodos de perforación, hasta el ingeniero de corrosión que diseña la tubería de producción para la vida productora del pozo.

2. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en *trampas* subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas²⁰. Por fortuna, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstos principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones. Un *yacimiento* es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas *acuíferos*. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero común. En este caso, la producción de fluidos de un yacimiento causará la disminución de presión en otros, por la intercomunicación que existe a través del acuífero. En ciertos casos, toda la trampa contiene petróleo y gas, y en este caso la trampa y el yacimiento son uno mismo.

El desplazamiento de petróleo y gas a los pozos se logra por: a) expansión de fluidos; b) desplazamiento de fluidos, natural o artificialmente; c) drenaje gravitacional, y d) expulsión capilar. Cuando no existe un acuífero, y no se inyecta fluido en el yacimiento, la recuperación de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión de fluidos; sin embargo, en el caso del petróleo, la recuperación puede ser influenciada considerablemente por drenaje gravitacional. Cuando existe intrusión de agua del acuífero o donde, en su lugar, se inyecta agua en pozos seleccionados, la recuperación se debe al mecanismo de desplazamiento, posiblemente ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. También se inyecta gas como fluido desplazante para aumentar la recuperación de petróleo, y también se emplea en operaciones de reciclo para recuperar fluidos de condensado de gas. En muchos yacimientos los cuatro mecanismos de recuperación pueden funcionar simultáneamente, pero generalmente sólo uno o dos predominan. Durante la vida productora de un yacimiento, el predominio de un mecanismo puede cambiar de uno a otro, por razones naturales o como resultado de programas de ingeniería. Por ejemplo, un yacimiento (sin acuífero) puede producir inicialmente por expansión de fluidos. Cuando su presión se haya agotado en gran extensión, la producción a los pozos resultará principalmente por drenaje gravitacional, y el fluido luego llevado a la superficie por bombas. Aún más tarde se puede inyectar agua en pozos determinados, para desplazar petróleo adicional a otros pozos. Tal procedimiento se denomina comúnmente recuperación secundaria por inundación con agua. En este caso la secuencia de los mecanismos es: expansión, drenaje gravitacional y desplazamiento. Es lógico que estos ciclos tienen muchas alternativas, y el objetivo del ingeniero de yacimientos consiste en planearlos para obtener máxima recuperación en un tiempo mínimo.

Bajo las condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos se encuentran bien sea en estado monofásico (una sola fase) o en estado bifásico (dos fases). El estado monofásico puede ser líquido, caso en el cual todo el gas presente está disuelto en el petróleo. Por consiguiente, habrá que calcular las reservas tanto de gas disuelto como de petróleo. Por otra parte, el estado monofásico puede ser gaseoso. Si este estado gaseoso contiene hidrocarburos vaporizados, recuperables como líquidos en la superficie, el yacimiento se denomina de condensado de gas o de destilado de gas (nombre antiguo). En este caso habrá que calcular las reservas de líquido (condensado o destilado) y las de gas. Cuando existe la acumulación en estado bifásico, al estado de vapor se denomina capa de gas y al estado líquido subyacente zona de petróleo. En este caso se debe calcular cuatro tipos de reservas: gas libre, gas disuelto, petróleo en la zona de petróleo y lí-

quido recuperable de la capa de gas. Aunque los hidrocarburos *in situ* o en el yacimiento son cantidades fijas, las *reservas*, es decir, la parte recuperable de gas condensado y petróleo *in situ*, dependerá del método de producción del mismo.

3. SÍMBOLOS Y FACTORES DE CONVERSIÓN

Letras usadas como símbolos y que representan cantidades físicas, se emplean en expresiones matemáticas. Las condiciones especiales de composición, presión, tiempo, etc., se indican mediante subíndices. Antes de 1953 muchas de las publicaciones en el ramo de ingeniería de yacimientos empleaban diferentes sistemas de símbolos, causando gran confusión y consumo de tiempo, tanto para el estudiante como para el ingeniero o técnico que estaban al tanto de la literatura reciente. Este obstáculo se reconoció y, después de tres años de trabajo, en 1956, el AIME²¹ adoptó el sistema de símbolos standard presentados en la Tabla 1.1. Este sistema será empleado en el libro. Aunque a primera vista la lista parece larga, se verá luego cómo se emplean sólo pocas letras y subíndices en muchas combinaciones. Por ejemplo, R significa relación o razón gas-petróleo. Sin subíndice alguno, significa la razón gas-petróleo actual o de producción, también denominada razón gas-petróleo instantánea; R , significa la razón gas disuelto-petróleo; R_{in} , razón gas disuelto-petróleo inicial; R_{sw} , razón gas disuelto-agua, etc.

TABLA 1.1. *Símbolos empleados en ingeniería de yacimientos de petróleo adoptados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos del AIME²¹*

Símbolos	Significado	Dimensiones
A	área	L^2
B	factor volumétrico	
B_g	factor volumétrico del gas	
B_o	factor volumétrico del petróleo	
B_t	factor volumétrico total (gas y petróleo) o bifásico	
B_w	factor volumétrico del agua	
c	compresibilidad	Lt^2/m
c_f	compresibilidad de la formación	Lt^2/m
c_g	compresibilidad del gas	Lt^2/m
c_o	compresibilidad del petróleo	Lt^2/m
c_w	compresibilidad del agua	Lt^2/m
C	concentración	varias
D	profundidad	L
D	coeficiente de difusión	L^2/t

Símbolos	Significado	Dimensiones
e	rata de intrusión	L^3/t
e_g	rata de intrusión de gas	L^3/t
e_o	rata de intrusión de petróleo	L^3/t
e_w	rata de intrusión de agua	L^3/t
f	fracción (tal como el flujo fraccional o flujo de un fluido en una corriente compuesta de varios fluidos)	
g	aceleración de la gravedad	L/t^2
G	volumen inicial de gas en el yacimiento	L^3
G_e^{**}	volumen de la capa de gas	L^3
G_e	intrusión acumulativa de gas	L^3
G_p	volumen acumulativo de gas producido	L^3
G_i	volumen acumulativo de gas inyectado	L^3
ΔG_e	intrusión de gas durante un intervalo	L^3
ΔG_i	volumen de gas inyectado durante un intervalo	L^3
ΔG_p	volumen de gas producido durante un intervalo	L^3
G'^{**}	gas segregado dentro de la capa de gas	L^3
h	zona neta productora	L
H	zona bruta (total) productora	L
i	rata de inyección	L^3/t
i_g	rata de inyección de gas	L^3/t
i_w	rata de inyección de agua	L^3/t
I	índice de inyectividad	L^4t/m
I^{**}	fracción del gas producido reinyectado en el yacimiento	
I_s	índice específico de inyectividad	L^3/m
J	índice de productividad	L^4t/m
J_s	índice específico de productividad	L^3t/m
k	permeabilidad absoluta	L^2
k_g	permeabilidad efectiva al gas	L^2
k_o	permeabilidad efectiva al petróleo	L^2
k_w	permeabilidad efectiva al agua	L^2
k_{rg}	permeabilidad relativa al gas	
k_{ro}	permeabilidad relativa al petróleo	
k_{rw}	permeabilidad relativa al agua	
K	factor o constante de equilibrio, razón de la fracción molar (y) de cualquier componente en la fase gaseosa a la fracción molar (x) del mismo componente en la fase líquida	
$\ln$	logaritmo natural, de base e	
$\log$	logaritmo decimal, de base 10	

Símbolos	Significado	Dimensiones
L	longitud	L
m	moles de la fase líquida	
L	masa	m
m	razón del volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de la zona de petróleo	
M	razón de movilidades (λ_1/λ_2) *	
M	peso molecular	m
n	número total de moles	
N	petróleo inicialmente en el yacimiento	L^3
N_e	intrusión acumulativa de petróleo	L^3
N_p	producción acumulativa de petróleo	L^3
ΔN_e	intrusión de petróleo durante un intervalo	L^3
ΔN_p	petróleo producido durante un intervalo	L^3
p	presión	m/Lt^2
p_a	presión atmosférica	m/Lt^2
p_b	presión del punto de burbujeo (de saturación)	m/Lt^2
p_c	presión crítica	m/Lt^2
p_{cf}	presión de la tubería de revestimiento, fluyendo	m/Lt^2
p_{cs}	presión de la tubería de revestimiento, estática	m/Lt^2
p_d	presión del punto de rocío	m/Lt^2
p_D	presión adimensional	
p_e	presión al límite exterior	m/Lt^2
p_f	presión en el frente o interfase de dos fluidos	m/Lt^2
p_{fr}^{**}	presión en el frente (cuando p_i se emplea como presión final)	m/Lt^2
p_i	presión inicial	m/Lt^2
p_r	presión reducida	m/Lt^2
p_{sc}	presión a condiciones standard	m/Lt^2
p_{sp}	presión en el separador	m/Lt^2
p_{if}	presión de la tubería de producción, fluyendo	m/Lt^2
p_{ts}	presión de la tubería de producción, estática	m/Lt^2
p_w	presión de fondo del pozo, general	m/Lt^2
p_{wf}	presión de fondo del pozo, fluyendo	m/Lt^2
p_{ws}	presión de fondo del pozo, estática	m/Lt^2
$\bar{p}$	presión promedia	m/Lt^2
P_c	presión capilar	m/Lt^2
q	rata de producción	L^3/t
q_D	rata de producción adimensional	L^3/t
q_g	rata de producción de gas	L^3/t

* Razón de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado.

Sím-bolos	Significado	Dimensiones
q_o	rata de producción de petróleo	L^3/t
q_w	rata de producción de agua	L^3/t
r	distancia radial	L
r_D	distancia radial adimensional	
r_e	radio del límite exterior	L
r_w	radio del pozo	L
R	razón gas-petróleo de la producción (también se expresa en la literatura frecuentemente como GOR=RG ^{P**}), o razón gas-petróleo instantánea	
R	constante universal de los gases (por mole)	mL^2/t^2T
R_F	razón gas-petróleo acumulativa	
R_s	razón gas disuelto-petróleo (solubilidad del gas en el petróleo)	
R_{sw}	solubilidad del gas en el agua, razón gas disuelto-agua	
S	saturación	
S_g	saturación de gas	
S_{gc}	saturación crítica de gas	
S_{gr}	saturación residual de gas	
S_o	saturación de petróleo	
S_{or}	saturación residual de petróleo (también ROS ^{**})	
S_w	saturación de agua	
S_{wc}	saturación crítica de agua	
S_{wr}	saturación residual de agua	
S_{wir}^{**}	saturación irreducible de agua	
S^{**}	dirección del flujo	
t	tiempo	t
t_D	tiempo adimensional	
T	temperatura	T
T_c	temperatura crítica	T
T_r	temperatura reducida	
T_{sc}	temperatura, condiciones normales	
u	velocidad volumétrica (rata de flujo por unidad superficial)	L/t
v	volumen específico	L^3/m
v	velocidad	L/t
V	moles de la fase gaseosa	
V	volumen	L^3
V_b	volumen total, volumen bruto	L^3
V_M	volumen por mol	L^3
V_p	volumen poroso	L^3
V_s	volumen sólido	L^3
W	agua inicial en el yacimiento	L^3

Sím-bolos	Significado	Dimensiones
$WOR = RAP^{**}$	razón agua-petróleo	L^3
W_i	inyección acumulativa de agua	L^3
W_p	producción acumulativa de agua	L^3
ΔW_e	intrusión de agua durante un intervalo	L^3
ΔW_i	agua inyectada durante un intervalo	L^3
ΔW_p	agua producida durante un intervalo	L^3
x	fracción molar de un compuesto en la fase líquida	
y	fracción molar de un compuesto en la fase gaseosa	
y^{**}	yacimiento	
z	factor de desviación del gas (factor de compresibilidad, $z = pV/nRT$)	
z	fracción molar de un compuesto en una mezcla	

Letras griegas	Significado	Dimensiones
β	beta coeficiente de la dilatación volumétrica (cúbica) por temperatura	$1/T$
Δ	delta diferencia ($\Delta x = x_2 - x_1$ o $x_1 - x_2$)	$[x]$
η	eta difusividad hidráulica	L^2/t
λ	lambda movilidad (k/μ)	L^3/m
λ_g	lambda movilidad del gas	L^3t/m
λ_o	lambda movilidad del petróleo	L^3t/m
λ_w	lambda movilidad del agua	L^3t/m
μ	mu viscosidad	m/Lt
μ_g	mu viscosidad del gas	m/Lt
μ_o	mu viscosidad del petróleo	m/Lt
μ_w	mu viscosidad del agua	m/Lt
ν	nu viscosidad cinemática	L^2/t
ρ	ro densidad	m/L^3
ρ	ro resistividad (eléctrica)	mL^3/tQ^2
ρ_g	ro densidad del gas	m/L^3
ρ_o	ro densidad del petróleo	m/L^3
ρ_w	ro densidad del agua	m/L^3
σ	sigma tensión superficial (tensión interfacial)	m/t^2
τ	tau tortuosidad	
φ	fi porosidad	
Φ	fi potencial	varias
Ψ	psi función de la corriente	varias

Subíndices

<i>a</i>	atmósfera
<i>a, ab**</i>	abandono (cualquiera de las dos)
<i>b</i>	punto de burbujeo o de saturación (excepto cuando se emplea con volumen)
<i>b</i>	bruto, total (se emplea con volumen solamente)
<i>c</i>	capilar (se emplea con P_c solamente)
<i>c</i>	crítica
<i>cf</i>	tubería de revestimiento, fluyendo (se emplea con presión solamente)
<i>cs</i>	tubería de revestimiento, estático (se emplea con presión solamente)
<i>d</i>	punto de rocío
<i>d</i>	separación diferencial
<i>d**</i>	fase del fluido desplazante
<i>D</i>	cantidad adimensional
<i>e</i>	intrusión cumulativa
<i>e</i>	condiciones en el límite exterior
<i>ef**</i>	efectiva
<i>f</i>	separación instantánea
<i>f</i>	formación (roca)
<i>fr**</i>	frente o superficie límite
<i>g</i>	gas
<i>i</i>	inyectado cumulativo
<i>i</i>	valor o condiciones iniciales
<i>ir**</i>	irreducible (se emplea con saturación solamente)
<i>L</i>	líquido
<i>M</i>	molal (se emplea con volumen solamente)
<i>máx</i>	máximo
<i>mín</i>	mínimo
<i>o</i>	petróleo
<i>p</i>	producido cumulativo
<i>p</i>	poro (se emplea con volumen solamente)
<i>r</i>	residual
<i>r</i>	reducida
<i>r</i>	relativa
<i>res</i>	a condiciones del yacimiento (reservorio)
<i>s</i>	solución de gas en petróleo (se emplea R , solamente)
<i>s</i>	sólido (se emplea con volumen solamente)
<i>s</i>	específico (se emplea con I y J)

**** Símbolos agregados por el traductor pero comúnmente empleados en literatura de petróleo.**

Subíndices

sc	condiciones standard o normales
sp	condiciones del separador
sw	solubilidad de gas en agua (se emplea solamente con R_{sw})
t	total
tf	tubería de producción, fluyendo (se emplea con presión solamente)
ts	tubería de producción, estática (se emplea con presión solamente)
w	agua
w	a las condiciones del pozo
wf	fondo del pozo, fluyendo (se emplea con presión solamente)
ws	fondo del pozo, estática (se emplea con presión solamente)

El API (American Petroleum Institute) encontró el mismo problema con los símbolos empleados en mapas de subsuelo, isopacos, etcétera, y, por consiguiente, adoptó también un grupo símbolos estandar para pozos con fin de mantener uniformidad en los símbolos de mapas. Estos símbolos del API, incluidos en la Tabla 1.2, los emplea el ingeniero de yacimientos en la preparación de mapas de campos petrolíferos.

TABLA 1.2. *Símbolos normales empleados por el A. P. I. (American Petroleum Institute) en cartografía de ingeniería de petróleos*

LOCALIZACIÓN DEL POZO	○	POZO DE GAS DE DOBLE TERMINACION	⊙
LOCALIZACION ABANDONADA	SIN SIMBOLO	(POZO DE GAS QUE PRODUCE DE DOS ZONAS DIFERENTES)	⊗
POZO SECO	⊙	POZO PERFORADO PARA INYECCION DE AGUA	⊗ _w
POZO DE PETROLEO	●	POZO DE PETROLEO CONVERTIDO EN POZO DE INYECCION DE AGUA	⊗ _w
POZO DE PETROLEO ABANDONADO	⊙	POZO PERFORADO PARA INYECCION DE GAS	⊗ _G
POZO DE GAS*	⊙	POZO DE PETROLEO CONVERTIDO EN POZO DE INYECCION DE GAS	⊗ _G
POZO DE GAS ABANDONADO**	⊙	POZOS DESVIADOS-(la x indica el fondo del pozo)	○---x
POZO DE DESTILADO ABANDONADO**	⊙	POZO DE ELIMINACION DE AGUA SALOBRE	⊕ _{swd}
POZO DE PETROLEO DE DOBLE TERMINACION	⊙		

* La longitud de las líneas rectas es igual.

** Las líneas en cruz son más largas que las líneas en x.

La Tabla 1.3 presenta un grupo de constantes y factores de conversión presentados por Eilerts²³, de uso común en cálculos de ingeniería de yacimientos. Muchas de las constantes incluyen varias cifras significativas; sin embargo, en los cálculos de ingeniería de yacimientos, debido al número limitado de cifras significativas en algunos de los datos, las constantes pueden simplificarse. Por ejemplo, la temperatura absoluta correspondiente a cero grados fahrenheit se aproxima generalmente a 460 °R en vez de 459,688 °R. Las presiones standard legales o presiones base no se han incluido en la Tabla 1.3. En la mayoría de los estados norteamericanos es 14,65 lpca, pero en algunos varía ligeramente. Por ejemplo, en Luisiana y Nuevo Méjico es 15,025 lpca.

TABLA 1.3. *Constantes y factores de conversión*
(Tomado de Eilerts²³ y otros)

Constantes básicas

Temperatura absoluta equivalente a 0° F	459,688 °R
Densidad máxima del agua (39,16 ° F)	0,999973 g por cm ³
Densidad del agua a 60 °F	0,999014 g por cm ³
Peso molecular promedio de aire seco	28,97
Número de Avogadro	2,733 × 10 ²⁶ moléculas por lb mol

Constantes derivadas

Constante del gas	10,732 (lpc) (p ³) (lb-mol) (°R)
Volumen de 1 lb-mol de gas a 14,4 lpca y 60 °F	387,29z [*] p ³
Volumen de 1 lb-mol de gas a 14,65 lpca y 60 °F	380,68z p ³
Volumen de 1 lb-mol de gas a 14,696 lpca y 60 °F	379,51z p ³
Volumen de 1 lb-mol de gas a 14,7 lpca y 60 °F	379,41z p ³
Volumen de 1 lb-mol de gas a 14,73 lpca y 60 °F	378,62z p ³
Densidad de agua a 60 °F	62,366 lb por p ³
Un pie de agua a 60 °F	0,43310 lpc
Densidad del agua a 60 °F	8,33727 lb por gal

* z es el factor de desviación del gas.

Convenciones

M=1000 y MM o M²=1.000.000

MCF (inglés)=MPC (español)=1.000 p³ std.

Temperatura standard legal comúnmente usada=60 °F

Unidades de longitud

1 cm=0,3937 pl
1 p=30,4801 cm
1 p=0,3600 varas
1 m=39,370 pl
1 m=3,2808 p
1 milla=5280 p
1 pl=2,54001 cm

Unidades de superficie

1 ac=43.560 p²
40 ac=1320 p por 1320 p
1 ac=cuadrado de 208,71 pies de lado
1 milla²=640 ac

Unidades de peso

1 oz=28,34953 g
1 lb=453,59243 g
1 lb=16 oz

Unidades de volumen

1 ac-p=43,560 p ³
1 ac-p=7758,4 bl
1 bl=42 gal U. S.
1 bl.=5,61458 p ³
1 p ³ =1728 pl ³
1 p ³ =7,4805 gal
1 p ³ =0,178108 bl
1 m ³ =6,2898 bl
1 gal=3785,43 cm ³
1 gal=231 pl ³
1 quart (cuarto de galón)=946,35 cm ³

Unidades de densidad

1 g por cm ³ =62,428 lb/p ³
1 g por cm ³ =8,3455 lb/gal
1 g por cm ³ =350,51 lb/bl
1 lb por p ³ =0,0160184 g/cm ³

Unidades de presión

1 atm=760 mm Hg (0 °C)
1 atm=29,921 pl Hg (0 °C)
1 atm=14,696006 lpc
1 atm=33,899 p de agua (4 °C)
1 p de agua (4 °C)=0,4335 lpc
1 pl Hg (0 °C)=0,4912 lpc
1 lpc=2,036 pl Hg (0 °C)

Escala de temperatura

Grados Fahrenheit (°F)	1,8 (grados C)+32
Grados Centígrados (°C)	...(1/1,8) (grados F-32)
Grados Kelvin (°K)	...grados C+273,16
Grados Rankine (°R)	...grados F+459,7

4. PESOS ATÓMICOS Y MOLECULARES

La materia, en sus diferentes formas, está compuesta de átomos. Sin considerar las creaciones de los físicos atómicos, existen 92 clases diferentes de átomos que constituyen los 92 elementos de los que cualquier sustancia puede estar compuesta. Los compuestos se forman por la combinación de dos o más de estos átomos de la misma o diferente clase. Por ejemplo, dos átomos de oxígeno se combinan para formar una molécula de oxígeno en el aire; una molécula de ácido clorhídrico (HCl) resulta por la combinación de un átomo de hidrógeno y uno de cloro. El oxígeno ocurre en tres formas: 1) oxígeno atómico (O); 2) oxígeno ordinario (O₂), y 3) ozono (O₃). Como ilustración, pésese una botella con su tapa después de evacuarla completamente. Luego llénese y pésese sucesivamente con oxígeno atómico (O), oxígeno ordinario (O₂) y ozono (O₃), *a las mismas condiciones de temperatura y presión*. Podrá observarse que el oxígeno ordinario (O₂) pesa dos veces más que el oxígeno atómico (O), y que el ozono (O₃) pesa tres veces más que el oxígeno atómico. De este experimento puede concluirse que volúmenes iguales de diferentes gases bajo las mismas condiciones de presión y temperatura contienen el mismo número de moléculas. El ozono es tres veces más pesado que el oxígeno atómico, no porque existiera mayor número de moléculas en la botella, sino porque cada molécula pesaba tres veces más que las moléculas del oxígeno atómico (átomos, en realidad). En ambos casos había el mismo número de moléculas presentes. Esto puede parecer muy raro; sin embargo, es un enunciado de gran importancia.

Si luego se llena la botella de hidrógeno y se pesa, a la misma temperatura y presión, se observará que el peso se aproxima a un octavo ($1/8$) del peso de oxígeno atómico. Para tener una referencia o base, se le ha asignado arbitrariamente al oxígeno atómico un peso relativo de 16,000, que constituye su peso atómico. Por consiguiente, el peso molecular de oxígeno ordinario es 32,000 y el de ozono 48,000. El hidrógeno, cuya fórmula es H_2 , tiene un peso molecular de 2,016 y un peso atómico de 1,008. Para ilustrar el caso un poco más, llénese la botella con metano, CH_4 , a las mismas condiciones de presión y temperatura. El peso observado será muy aproximado al de oxígeno atómico. Los pesos moleculares se obtienen sumando los pesos atómicos de los átomos que forman la molécula. Como el peso atómico de hidrógeno es aproximadamente 1,00, se deduce que el peso atómico de carbono es cerca de 12,00. Similarmente, se obtiene que el peso molecular del agua es cerca de 18, porque consta de dos átomos de hidrógeno, cada uno de peso atómico igual a 1,00, y un átomo de oxígeno que pesa 16.

Medidas precisas demuestran que los pesos atómicos de los elementos no son números enteros, excepto el del oxígeno, al que arbitrariamente se le designó como 16,00. La Tabla 1.4 incluye una lista de los pesos atómicos de los elementos de mayor interés y uso para el ingeniero de petróleos. Observemos que los gases comunes —oxígeno, nitrógeno, hidrógeno y cloro— en sus formas ordinarias (presión y temperaturas atmosféricas) son moléculas compuestas de dos átomos.

TABLA 1.4. Pesos Atómicos y Moleculares

Elemento	Símbolo	Peso atómico	Fórmula molecular y peso del gas
Argón	A	39,944	A 39,944
Carbono	C	12,010	C 12,010
Cloro	Cl	35,457	Cl_2 70,914
Helio	He	4,003	He 4,003
Hidrógeno	H	1,008	H_2 2,016
Nitrógeno	N	14,008	N_2 28,016
Oxígeno	O	16,000	O_2 32,000
Azufre	S	32,066	S 32,066

5. EL MOL O MOL-LIBRA

Con base a lo anterior, tenemos que a las mismas condiciones de temperatura y presión, 2,016 lb de hidrógeno, 32,000 lb de oxígeno, 16,04 lb de metano, etc.: 1) contendrán el mismo número de

moléculas, y 2) ocuparán el mismo volumen. Estas cantidades de gas (líquidos o sólidos, si es el caso), expresadas en libras e iguales a sus pesos moleculares, se denominan moles, o, más específicamente, moles-libras. El mol de un compuesto cualquiera es el número de unidades de peso igual a su peso molecular. Por ejemplo, un mol de metano es igual a 16,04 unidades de peso de metano. Si las unidades se expresan en libras, 16,04 lb de metano serán un mol-libra de metano; si las unidades se expresan en gramos, 16,04 g de metano serán un mol-gramo del mismo gas. Como una libra tiene 453,59 g, un mol-libra de metano contiene 453,59 veces más moléculas que un mol-gramo de metano. Las unidades de peso molecular son: libras por mol-libra, gramos por mol-gramo o toneladas por mol-tonelada.

Experimentalmente, se ha determinado que un mol de gas ideal a una presión de 14,7 lpca y una temperatura de 60 °F ocupa un volumen de 379,4 p³. Estas condiciones de temperatura y presión se denominan *condiciones standard o normales*. No existen condiciones standard universales; por consiguiente, en cálculos o contratos es importante especificar las mismas.

Establecidos estos conceptos, puede resolverse el siguiente problema: ¿Cuántas libras de metano hay en un tanque de 10.000 p³ a 14,7 lpca y 60 °F? Respuesta: por cada 379,4 p³ hay un mol de metano, y cada mol de metano pesa 16,04 lbs, ó

$$\frac{10.000}{379,4} \times 16,04 = 422,8 \text{ lb de CH}_4 \text{ en el tanque}$$

6. LEY DE LOS GASES PERFECTOS

En el problema anterior pudo calcularse fácilmente que el tanque de metano de 10.000 p³ contenía 422,8 lb, ya que el gas se encontraba a 14,7 lpca y 60 °F. Si las condiciones hubiesen sido otras, el problema sería más difícil, ya que primero habría que convertir el volumen en estas condiciones al volumen correspondiente a condiciones normales. En términos generales, tres cantidades definen el estado de un gas: temperatura, presión y volumen. Boyle y Charles experimentaron con estas variables y encontraron la siguiente relación para una cantidad dada de gas:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} \quad (1.1)$$

donde p_1 , V_1 y T_1 son la presión, volumen y temperatura del gas en estado 1; y p_2 , V_2 y T_2 en estado 2. En esta ecuación, V_1 y V_2 pueden expresarse en cualquier sistema de unidades, siempre y cuando

sea el mismo; p_1 y p_2 pueden expresarse en cualquier sistema de unidades, siempre y cuando sea el mismo y sean presiones *absolutas*. Finalmente, T_1 y T_2 también pueden expresarse en cualquier sistema de unidades, siempre y cuando éste sea el mismo y sean temperaturas *absolutas*.

Ahora se puede contestar la siguiente pregunta: ¿Cuántas libras de etano (C_2H_6 , peso molecular 30,07) hay en un tanque de 500 p³ bajo una presión *manométrica* de 20 lpcm y una temperatura de 90 °F? Presión atmosférica: 14,4 lpca.

Condiciones del tanque Condiciones standard

$$\frac{p_1 \times V_1}{T_1} = \frac{P_{sc} \times V_{sc}}{T_{sc}}$$

$$\frac{(20 + 14,4) \times 500}{(90 + 459,7)} = \frac{14,7 \times V_{sc}}{(60 + 459,7)}$$

de donde $V_{sc} = 1106$ p³, volumen que el gas ocuparía a las condiciones normales de 14,7 lpca y 60 °F. Ya que un mol de gas equivale a 379,4 pies cúbicos standard (PCS) y un mol de etano pesa 30,07 lbs, se tiene,

$$m = \frac{1106 \times 30,07}{379,4} = 87,7 \text{ lb de etano en el tanque}$$

La Ec. (1.1) se expresa comúnmente en forma diferente, si se tiene en cuenta que n moles de gas a 60 °F y 14,7 lpca ocupan 379,4 $\times n$ pies cúbicos. Sustituyendo estos valores en la Ec. (1.1),

$$\frac{pV}{T} = \frac{14,7 \times 379,4 \times n}{(60 + 459,7)}$$

$$pV = 10,732 nT.$$

La constante 10,732 se denomina la *constante del gas*, R , y permite expresar en otra forma la ley de los gases perfectos; es decir,

$$pV = nRT \quad (1.2)$$

donde el valor R depende de las unidades de p , V y T . Cuando $R = 10,732$, p debe estar en libras por pulgada cuadrada absolutas; V , en pies cúbicos; y T , en grados Rankine. Empleando esta forma de la ecuación para calcular las libras de etano en el tanque de 500 p³, se tiene

$$(20 + 14,4) \times 500 = n \times 10,73 \times (90 + 459,7)$$

$$n = 2,916 \text{ moles.}$$

El peso en el tanque es de

$$m = 2,916 \times 30,07 = 87,7 \text{ lb}$$

Con base a lo anterior, se tiene que una cantidad de un gas puro puede expresarse como el número de pies cúbicos standard (PCS) a determinadas presión y temperatura, número de moles, libras o moléculas. En la práctica es difícil pesar los gases; por consiguiente, primero se mide su volumen a presiones y temperaturas determinadas y luego se calcula las libras o moles. El ejemplo 1.1 ilustra el cálculo del contenido de un tanque de gas en las cuatro unidades mencionadas.

Ejemplo 1.1. Calcular el contenido de etano de un tanque, en moles, libras y moléculas y PCS (pies cúbicos standard).

Datos: un tanque de etano de 500 p³ a 100 lpca y 100 °F.

Solución: Asumiendo un comportamiento de gas perfecto.

$$\text{Moles} = \frac{100 \times 500}{10,732 \times 559,7} = 8,324$$

$$\text{Libras} = 8,324 \times 30,07 = 250,3$$

$$\text{Moléculas} = 8,324 \times 2,733 \times 10^{26} = 22,75 \times 10^{26}$$

A 14,7 lpca y 60 °F,

$$\text{PCS} = 8,324 \times 379,4 = 3158$$

Solución empleando la Ec. (1.1),

$$\text{PCS} = \frac{100 \times 500 \times 519,7}{559,7 \times 14,7} = 3158$$

Solución usando la Ec. (1.2),

$$\text{PCS} = \frac{nRT}{p} = \frac{8,324 \times 10,73 \times 519,7}{14,7} = 3158$$

7. PESO O GRAVEDAD ESPECÍFICA DE GASES

Se define la densidad de una sustancia como su masa por unidad de volumen. Por consiguiente, puede obtenerse la densidad de un gas perfecto, ρ , a presión y temperatura dadas sustituyendo m/M

por n en la ecuación de los gases perfectos, donde m es el peso del gas en libras y M su peso molecular.

$$pV = \frac{m}{M} RT$$

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$$

Como es más práctico medir la gravedad específica de los gases que su densidad, se emplea la primera con mayor frecuencia. *Gravedad específica* se define como la razón de la densidad de un gas a determinadas presión y temperatura a la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente 60 °F y presión atmosférica. Mientras que la densidad de los gases varía con la temperatura y la presión, la gravedad específica es independiente de estos factores, siempre y cuando el gas siga la ley de los gases perfectos. En base a la ecuación anterior, la densidad del aire es

$$\rho_{\text{aire}} = \frac{p \times 28,97}{RT}$$

Por lo tanto, la gravedad o peso específico de un gas es:

$$GE = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{p \times 28,97}{RT}} = \frac{M}{28,97} \quad (1.3)$$

La Ec. (1.3) pudo haberse obtenido del enunciado anterior, es decir, conociendo que 379,4 p³ de gas ideal a 14,7 lpca y 60 °F equivalen a un mol; por tanto, su peso es igual al peso molecular. Luego, por definición de gravedad específica,

$$GE = \frac{\text{Peso de 379,4 p}^3 \text{ de gas a 14,7 y 60 °F}}{\text{Peso de 379,4 p}^3 \text{ de aire a 14,7 y 60 °F}}$$

De lo anterior, si la gravedad específica de un gas es 0,75, su peso molecular es 21,7 lbs por mol.

8. GASES NO IDEALES O REALES

Lo que se ha visto en la sección anterior aplica sólo a gases perfectos. En la realidad no existen gases perfectos; sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosféricas se aproximan al comportamiento ideal. El gas perfecto o ideal puede definirse como el gas cuyo volumen se reduce a la mitad cuando la presión se dobla, y cuya presión se dobla si, manteniendo su volumen constante, doblamos su temperatura *absoluta*. Estos no son más que enunciados específicos de las leyes de Boyle y Charles. En muchos gases, en particular los gases naturales de interés para los ingenieros de petróleo, se ha observado que si el volumen del gas se comprime a la mitad de su volumen original, la presión resultante será *menor de dos veces* la presión inicial; es decir, el gas es más compresible que el gas perfecto. La explicación de este comportamiento se basa en que las moléculas de los gases reales presentan dos tendencias: 1) se apartan entre sí por su constante movimiento cinético, y 2) se atraen por fuerzas eléctricas existentes entre las moléculas. A presiones bajas, las moléculas están distantes, las fuerzas atractivas son insignificantes y el gas se comporta como ideal. A temperaturas altas, el movimiento cinético es intenso, haciendo las fuerzas atractivas insignificantes y, como en el caso anterior, el gas se comporta como ideal.

Debido a que el volumen de un gas se reduce a menos de su mitad si se dobla la presión, se dice que el gas es supercompresible. Al valor numérico, que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas, se denomina *factor de supercompresibilidad*, o, más frecuentemente, *factor de compresibilidad*. También se le llama *factor de desviación* del gas y su símbolo es z . Este factor adimensional varía por lo general entre 0,70 y 1,20; 1,00 representa el comportamiento ideal.

A presiones muy altas, por encima de 5000 lpca, los gases naturales pasan de un estado supercompresible a uno en que la compresión es más difícil que si se tratara de gases perfectos. La explicación de este fenómeno estriba en que, además de las fuerzas mencionadas anteriormente, cuando el gas se comprime excesivamente, el volumen ocupado por las moléculas mismas forma parte apreciable del volumen total. Ya que en realidad el que se comprime es el espacio entre las moléculas, y éste es reducido cada vez más, resulta, por tanto, más difícil comprimir el gas. Además, como las moléculas se acercan, se forman fuerzas repulsivas entre ellas. Esto se indica por un factor de desviación del gas mayor de la unidad. El factor de desviación del gas se define como la razón del volumen

realmente ocupado por un gas a determinadas presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese perfecto, es decir:

$$z = \frac{V_r}{V_i} = \frac{\text{Volumen real de } n \text{ moles de gas a } T \text{ y } p}{\text{Volumen ideal de } n \text{ moles a las mismas } T \text{ y } p} \quad (1.4)$$

Las teorías anteriores explican cualitativamente el comportamiento de gases no ideales o reales. Sustituyendo la Ec. (1.4) en la ley de los gases perfectos, Ecs. (1.1) y (1.2), se obtiene la siguiente expresión para los gases reales:

$$p \left(\frac{V_r}{z} \right) = nRT \text{ o } pV_r = znRT \quad (1.5)$$

$$\frac{p_1 V_1}{z_1 T_1} = \frac{p_2 V_2}{z_2 T_2}$$

donde V_r es el volumen real o verdadero del gas; z_1 , el factor de desviación del gas a p_1 y T_1 ; y z_2 , el factor de desviación del gas a p_2 y T_2 . El factor de desviación del gas debe determinarse para cada gas y cada combinación de gases a las condiciones de presión y temperatura dadas, ya que varía: a) para cada gas o mezcla de gases, b) para cada temperatura y presión del gas o mezcla de gases. Si se omite el factor de desviación del gas en cálculos de yacimientos, pueden introducir errores hasta del 30 por ciento³⁴. La figura 1.1 muestra los factores de desviación para dos gases de pesos específicos 0,90 y 0,665, respectivamente. Las curvas muestran que los fac-

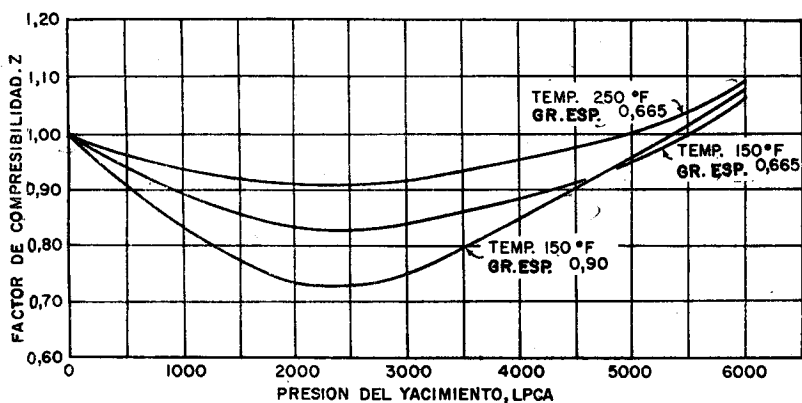


FIG. 1.1.—Efectos de presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación del gas.

tores de desviación del gas descienden de un valor unitario a presiones bajas, a un mínimo cerca de 2500 lpca. Aumentan de nuevo a la unidad cerca de 5000 lpca y luego, a presiones mayores, aumentan por encima de la unidad. Entre 0 y 5000 lpca, los factores de desviación, a una misma temperatura, son menores para el gas más pesado y para un mismo gas, son menores a bajas temperaturas.

El factor de desviación del gas natural se mide generalmente en el laboratorio en muestras de gas obtenidas en la superficie. Si existe líquido condensado en el lugar donde se obtiene la muestra, debe tenerse cuidado para que represente el estado gaseoso a las condiciones del yacimiento. Esto puede lograrse con una boquilla especial para tomar muestras o recombinando muestras de gas del separador, del gas y líquido del tanque de almacenamiento en las proporciones en que son producidos. El factor de desviación del gas disuelto se mide en muestras de gas provenientes de solución en el petróleo obtenidas durante el proceso de liberación.

El factor de desviación del gas se determina por lo general midiendo el volumen de una muestra de gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, y luego midiendo el volumen de la misma cantidad de gas a presión atmosférica y a una temperatura suficientemente alta para que todo el material permanezca en estado gaseoso. Por ejemplo, el volumen de una muestra del campo de gas Bell tiene un valor de 364,6 cm³ a 213 °F y 3250 lpca, y un volumen de 70,860 centímetros cúbicos a 82 °F y 14,8 lpca. Usando la Ec. (1.5) y asumiendo un factor de desviación del gas unitario a la presión menor, el factor de desviación a 3250 lpca y 213 °F es

$$z = \frac{3250 \times 364,6}{460 + 213} \times \frac{1,00 \times (460 + 82)}{14,80 \times 70,860} = 0,910$$

Si no se mide el factor de desviación, lo podemos estimar a partir de su gravedad o peso específico, como lo ilustra el ejemplo 1.2. Los gráficos de correlación²⁵ de la figura 1.2 se usan para calcular la temperatura y presión pseudocríticas. Cuando se conoce el contenido de dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno, por ejemplo a partir del análisis Orsat, los valores críticos se corrigen para tales impurezas²⁶, y luego se calcula la presión y temperatura seudorreducidas. El factor de desviación del gas se determina luego a partir de la presión y temperatura seudorreducidas por medio del gráfico de correlación²⁷ de la figura 1.3. Este método da buenos resultados si el gas contiene menos del 5 por ciento de impurezas y por lo menos 50 por ciento de metano por volumen. Como indican las

curvas de la figura 1.2, la cantidad y composición del contenido de condensado en el gas natural también afectan los resultados; se presentan dos curvas diferentes: para gases naturales de bajo contenido de condensado y para gases de apreciable contenido de condensado.

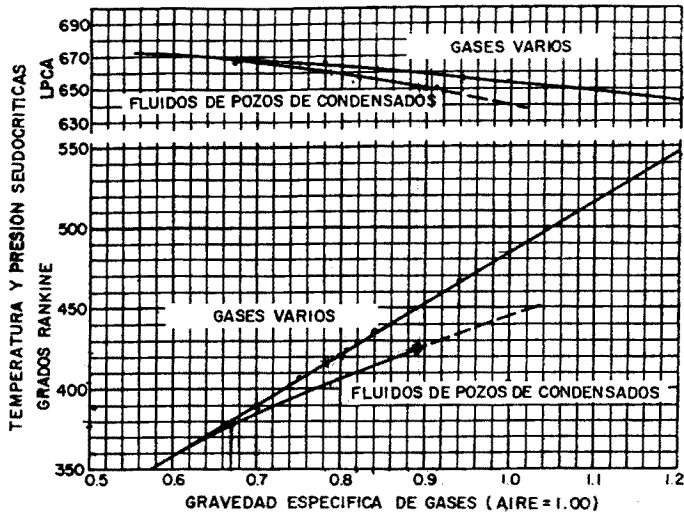


FIG. 1.2.—Propiedades pseudocríticas de fluidos de pozos de condensado y de varios gases naturales. (Tomado de Brown, Katz, Oberfell y Alden²⁵; cortesía de la Natural Gasoline Association of America). *Correcciones por impurezas.* Por cada mol por ciento de dióxido de carbono sustráigase 0,8° R; de sulfuro de hidrógeno agréguese 1,3° R; y de nitrógeno sustráigase 2,5° R de la temperatura pseudocrítica. Por cada mol por ciento de dióxido de carbono agréguese 4,4 lpc; de sulfuro de hidrógeno agréguese 6,0 lpc; y de nitrógeno sustráigase 1,7 lpc de la presión pseudocrítica. (Correcciones tomadas de Carr, Kobayashi y Burrows²⁶, Actas de la AIME.)

Ejemplo 1.2. Calcular el factor de desviación del gas del campo de gas Bell a partir de su gravedad específica.

Datos:

Gravedad específica=0,665 (aire=1,00)
 Contenido de CO₂=0,10 mol por ciento
 Contenido de N₂=2,07 moles por ciento
 Temperatura del yacimiento=213 °F
 Presión del yacimiento=3250 lpc

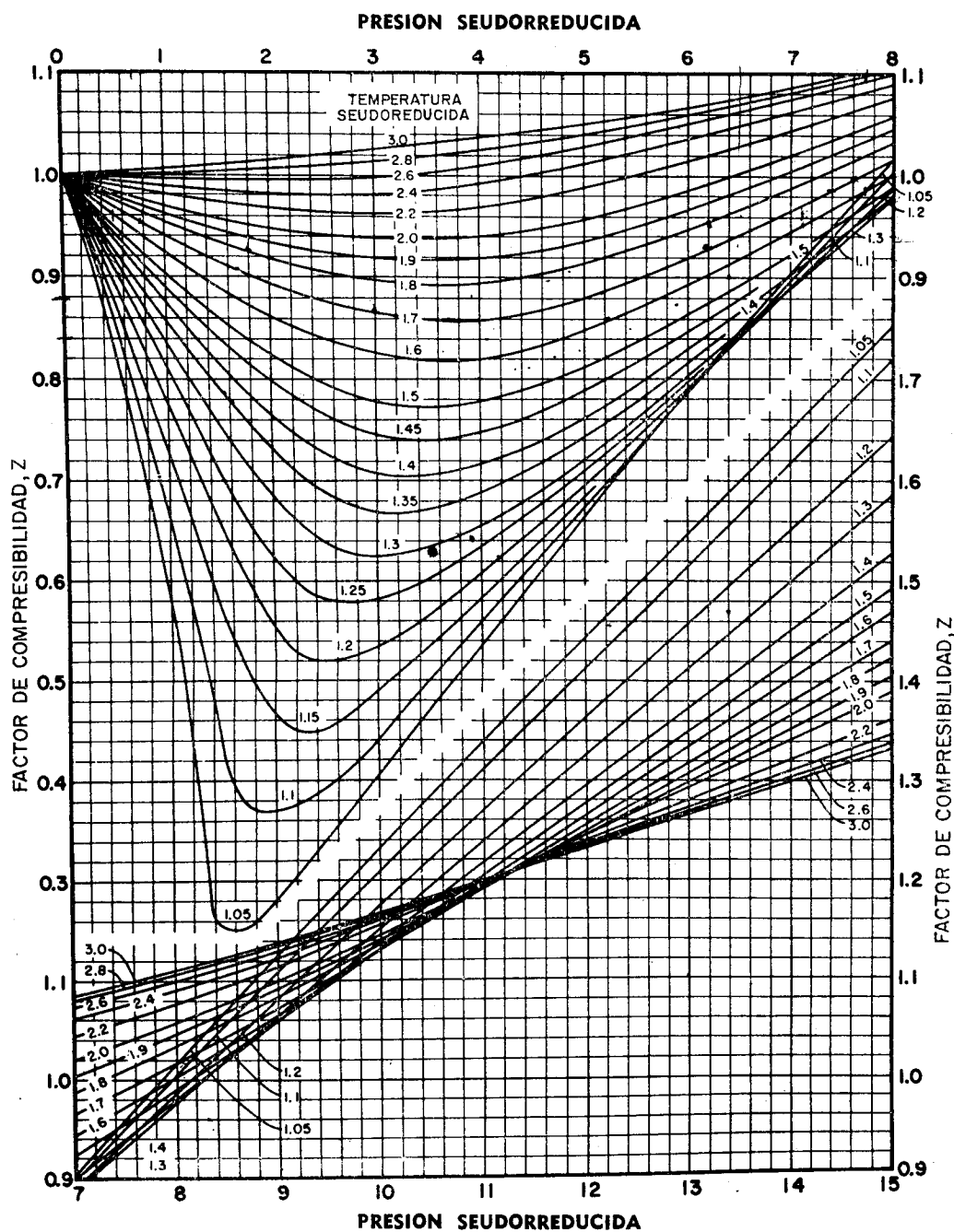


FIG. 1.3.—Factores de compresibilidad de gases naturales. (Tomado de Standing y Katz²⁷, Actas del AIME.)

Solución: De la figura 1.2, la presión y temperatura críticas corregidas por efectos de CO_2 y N_2 son

$$p_c = 669 - 2,07 \times 1,7 + 0,10 \times 4,4 = 666 \text{ lpca.}$$

$$T_c = 378 - 2,07 \times 2,5 - 0,10 \times 0,8 = 373 \text{ }^\circ\text{R}$$

A 3250 lpca y 213 $^\circ\text{F}$, la temperatura y presión seudorreducidas son

$$p_r = \frac{3250}{666} = 4,88, \quad T_r = \frac{460 + 213}{373} = 1,80$$

Entrando en la figura 1.3 con estos valores, se obtiene $z = 0,91$.

Se puede hacer un cálculo más preciso del factor de desviación si se dispone del análisis del gas. Este método asume que cada componente contribuye a la presión y temperatura seudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente, de dicho componente. La tabla 1.5²⁸ da las presiones y temperaturas críticas de varios compuestos de hidrocarburos y otros compuestos comúnmente encontrados en los gases naturales. También incluye algunas otras propiedades físicas de estos compuestos. El ejemplo 1.3 muestra el método de calcular el factor de desviación del gas a partir de la composición del mismo.

Ejemplo 1.3. Calcular el factor de desviación del gas del campo de gas Bell a partir de su composición.

Datos:

La composición, Col. (2), y las propiedades físicas, Cols. (3)-(5), obtenidas de la tabla 1.5.

(1) Compuesto	(2) Comp., Fracc. Molar	(3) Peso Molec.	(4) p_c	(5) T_c	(6) (2) × (3)	(7) (2) × (4) P_{nc}	(8) (2) × (5) T_{sc}
Metano	0,8612	16,04	673	343	13,81	579,59	295,39
Etano	0,0591	30,07	708	550	1,78	41,84	32,51
Propano	0,0358	44,09	617	666	1,58	22,08	23,84
Butano	0,0172	58,12	550	766	1,00	9,46	13,18
Pentanos	0,0050	72,15	490	846	0,36	2,45	4,23
CO_2	0,0010	44,01	1070	548	0,04	1,07	0,55
N_2	0,0207	28,02	492	227	0,58	10,18	4,70
	1,0000				19,15	666,67	374,40

TABLA 1.5. Propiedades físicas de hidrocarburos parafínicos y otros compuestos (Tomado de Eilerts²³).

Compuesto	Peso molecular	Punto de ebullición a 14,7 lpca; °F	Constantes críticas		Densidad líquida 60 °F y 14,7 lpca lb por gal	Volumen parcial estimado a 60 °F y 14,7 lpca; Gal por lb-MPCS		Volumen parcial estimado a 60 °F y 14,4 lpca; Gal por lb-mol	
			Presión, p _c lpca	Temperatura, T _c °R					
Metano	16,04	-258,7	673,1	343,2	2,90	14,6	5,53		
Etano	30,07	-127,5	708,3	549,9	4,04	19,6	7,44		
Propano	44,09	-43,7	617,4	666,0	4,233	27,46	10,417		
Isobutano	58,12	10,9	529,1	734,6	4,695	32,64	12,380		
n-Butano	58,12	31,1	550,1	765,7	4,872	31,44	11,929		
Isopentano	72,15	82,1	483,5	829,6	5,209	36,50	13,851		
n-Pentano	72,15	96,9	489,8	846,2	5,262	36,14	13,710		
n-Hexano	86,17	155,7	440,1	914,2	5,336	41,03	15,565		
n-Heptano	100,2	209,2	395,9	972,4	5,682	46,03	17,463		
n-Octano	114,2	258,2	363,2	1024,9	5,892	51,09	19,385		
n-Nonano	128,3	303,4	334	1073	6,017	56,19	21,314		
n-Decano	142,3	345,4	312	1115	6,121	61,27	23,245		
Aire	28,97	-317,7	547	239					
Dióxido de carbono	44,01	-109,3	1070,2	547,5					
Helio	4,003	-452,1	33,2	9,5					
Hidrógeno	2,016	-423,0	189,0	59,8					
Sulfuro de hidrógeno	34,08	-76,6	1306,5	672,4					
Nitrógeno	28,02	-320,4	492,2	227,0					
Oxígeno	32,00	-297,4	736,9	278,6					
Agua	18,02	212,0	3209,5	1165,2	0,9990	8,337			

^a En base del volumen parcial en solución.

^b A la presión de punto de burbujeo y 60 °F.

Solución: La gravedad específica puede obtenerse a partir de la suma total de la Col. (6), o sea, del peso molecular promedio del gas. Luego,

$$GE = \frac{19,15}{28,97} = 0,661$$

Las sumas totales de las Cols. (7) y (8) corresponden a la presión y temperatura pseudocríticas, respectivamente. Por tanto, la presión y temperatura pseudorreducidas a 3250 lpca y 213 °F son

$$P_r = \frac{3250}{666,67} = 4,87 \qquad T_r = \frac{673}{374,4} = 1,80$$

El factor de desviación del gas obtenido de la figura 1.3 es $z=0,91$.

9. GRADIENTES, DENSIDADES Y FACTORES VOLUMÉTRICOS DEL GAS EN EL YACIMIENTO

El *factor volumétrico del gas*, B_g , relaciona el volumen del gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales, p_{sc} y T_{sc} . Generalmente, se expresa en pies cúbicos o barriles de volumen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales, o bien como sus recíprocos, en pies cúbicos a condiciones normales por pie cúbico o barril de volumen en el yacimiento. Suponiendo un factor de desviación del gas unitario a condiciones normales, el volumen a presión p y temperatura T en el yacimiento de un pie cúbico normal $V_{sc}=1,000$) calculado por medio de la Ec. (1.5) es

$$B_g = \frac{p_{sc} z T}{T_{sc} p} \quad (1.6)$$

Cuando p_{sc} es 14,7 lpca y T_{sc} es 60 °F

$$\begin{aligned} B_g &= 0,02829 \frac{zT}{p} \text{ p}^3/\text{PCS} \\ &= 0,00504 \frac{zT}{p} \text{ bl}/\text{PCS} \\ &= 35,35 \frac{p}{zT} \text{ PCS}/\text{p}^3 \\ &= 198,4 \frac{p}{zT} \text{ PCS}/\text{bl} \end{aligned} \quad (1.7)$$

Las constantes en las Ecs (1.7) son *sólo* para $p=14,7$ lpca y $T=60^{\circ}\text{F}$; diferentes constantes deben usarse para distintas condiciones normales. Por ejemplo, para el campo de gas Bell, los factores volumétricos del gas a una presión de 3250 lpca y temperatura de 213°F y para un factor de desviación del gas de 0,910 son:

$$B_g = \frac{0,02829 \times 0,910 \times 673}{3250} = 0,0053 \text{ p}^3/\text{PCS}$$

$$= \frac{35,35 \times 3250}{0,910 \times 673} = 188 \text{ PCS/p}^3$$

Estos factores significan que un pie cúbico de gas a condiciones standard (14,7 lpca y 60°F) ocupará un espacio de 0,00533 p³ en el yacimiento a 3250 lpca y 213°F ; o recíprocamente, un pie cúbico de espacio poroso del yacimiento de gas contiene 188 PCS. El petróleo generalmente se expresa en barriles, mientras que el gas se expresa en pies cúbicos; por consiguiente, en cálculos de yacimientos combinados, es decir, que contengan gas y petróleo, debe expresarse el volumen de petróleo en pies cúbicos o el volumen de gas en barriles. Los factores volumétricos del gas mencionados arriba expresados en barriles son 0,000949 bl/PCS y 1054 PCS/bl, respectivamente. Por consiguiente, 1000 p³ de volumen poroso en el yacimiento de gas Bell a 3250 lpca contienen

$$G = 1000 \text{ p}^3 \times 188 \text{ PCS/p}^3 = 188\text{M PCS}$$

La Ec. (1.5) también puede emplearse para calcular la densidad del gas de un yacimiento. Los moles de gas en un pie cúbico de espacio poroso en el yacimiento son p/zRT . De acuerdo con la Ec. (1.3), el peso molecular de un gas es $28,97 \times GE$ lb por mol. Por consiguiente, el contenido en libras por pie cúbico, es decir, la densidad del gas en el yacimiento, ρ_g , es

$$\rho_g = \frac{28,97 \times GE \times p}{zRT} \quad (1.8)$$

Por ejemplo, la densidad del gas del yacimiento del campo Bell a condiciones del yacimiento, para una gravedad específica del gas de 0,665 es

$$\rho_g = \frac{28,97 \times 0,665 \times 3250}{0,910 \times 10,37 \times 673} = 9,530 \text{ lb/p}^3$$

El gradiente del fluido del yacimiento en libras por pulgada cuadra-

da por pie se obtiene dividiendo la densidad, en libras por pie cúbico, por $144 \text{ pl}^3/\text{p}^3$, convirtiendo la Ec. (1.8) en

$$\text{Gradiente del gas} = \frac{0,01875 \times GE \times p}{zT} \text{ lpc/p} \quad (1.9)$$

Para el yacimiento de gas del campo Beil,

$$\text{Gradiente del gas} = \frac{0,01875 \times 0,665 \times 3250}{0,910 \times 673} = 0,0662 \text{ lpc/p del}$$

La presión de fondo de un pozo de gas cerrado será mayor que la presión en la superficie (en la cabeza del pozo), debido al peso de la columna de gas en el pozo. Sea p la presión en lpc correspondiente a una profundidad x en pies medida a partir de la superficie. Si la sección transversal del pozo es $A \text{ pl}^2$, la presión a una profundidad $(x+dx)$ será $(p+dp)$ debido al gas existente en el elemento de volumen $A dx/144 \text{ p}^3$. El peso de gas dm existente en este elemento es el producto de la densidad del gas ρ_g en libras por pie cúbico y el volumen $A dx/144$. Luego,

$$dp = \frac{dm}{A} = \frac{\rho_g \times A \times dx}{144A} = \frac{\rho_g dx}{144}$$

Sustituyendo ρ_g de la Ec. (1.8)

$$dp = \frac{28,97 \times GE \times p \times dx}{144zRT}$$

ya que $28,97/144R = 0,01875$ e integrando de la superficie a una profundidad D ,

$$\int_{p_{wh}}^{p_{ws}} \frac{dp}{p} = \frac{0,01875 \times GE}{z_{avg} T_{avg}} \int_0^D dx$$

$$\ln\left(\frac{p_{ws}}{p_{wh}}\right) = \frac{0,01875 \times GE \times D}{z_{avg} T_{avg}} \quad (1.10)$$

Debido a que la temperatura y presión aumentan con la profundidad, el factor de desviación del gas cambia. La temperatura y el factor de desviación del gas se han removido del signo integral asignándoles valores promedios. Estos valores son aproximadamente los promedios aritméticos de los valores en la cabeza y fondo del pozo. La Ec. (1.10) expresada en forma exponencial toma la forma

$$p_{ws} = p_{wh} e^{\frac{0,01875 \times GE \times D}{z_{avg} T_{avg}}} \quad (1.11)$$

Por ejemplo, a 6500 pies en el yacimiento del campo Bell, para una presión en la cabeza del pozo de $p_{wh}=2759$ lpca, usando una temperatura promedio de 140°F y un factor de desviación del gas promedio de 0,831, la presión *estática* de fondo calculada por medio de la ecuación (1.11) es

$$p_{ws}=2759 e^{\frac{0,01875 \times 0,865 \times 6500}{0,831 \times 600}} = 3245 \text{ lpca}$$

Sustituyendo valores representativos en la Ec. (1.11) se obtiene la siguiente ecuación práctica aproximada para determinar el aumento en presión debido a una columna de gas estática:

$$\Delta p = 0,25 \times (P_{wh}/100) \times (D/100) \quad (1.12)$$

En otras palabras, la presión en una columna de gas estática aumenta aproximadamente un cuarto de lpc por cada cien lpc de presión en la cabeza del pozo y por cada cien pies de profundidad. Para un pozo del campo Bell, la presión aproximada a 6500 pies es

$$p_{ws} = 2759 + 0,25 \times 27,59 \times 65 = 3207 \text{ lpca}$$

Spencer y Boyd²⁸ prepararon un gráfico de correlación para estimar las presiones de fondo en pozos de gas cerrados, a partir de la presión medida en la superficie. Sukkar y Cornell²⁹ incluyeron en su estudio las pérdidas por fricción, de manera que las presiones *de flujo* de fondo, así como las estáticas, pueden determinarse en pozos de gas.

10. DETERMINACIÓN DEL GAS EN EL YACIMIENTO POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Los pies cúbicos normales de gas en un yacimiento con un volumen poroso disponible para gas igual a V_g pies cúbicos es simplemente $B_g V_g$, donde B_g se expresa en pies cúbicos normales por pie cúbico del yacimiento. Debido a que el factor volumétrico del gas, B_g , varía con la presión (ver Ec. (1.7)), el gas en el yacimiento también cambia a medida que la presión disminuye. El volumen poroso disponible para gas, V_g , también puede cambiar, debido a intrusión de agua en el yacimiento. Este volumen poroso ocupado por gas está relacionado al volumen total o bruto del yacimiento por la porosidad promedio ϕ y la saturación promedio de agua innata S_w . El volumen total o bruto del yacimiento V_b generalmente se expresa en acres-pies, y el volumen de gas "in situ" en pies cúbicos normales se calcula mediante

$$G = 43.560 \times V_b \times \phi \times (1 - S_w) \times B_g \quad (1.13)$$

La extensión superficial del yacimiento de gas del campo Bell es 1500 acres y el espesor promedio 40 pies; por tanto, el volumen inicial es 60.000 ac-p. La porosidad promedio es 22 por 100 y la saturación promedio de agua innata 23 por 100. B_g , calculado a la presión inicial del yacimiento de 3250 lpca, es 188 PCS/p³. Por tanto, el gas inicial en el yacimiento es

$$G = 43.560 \times 60.000 \times 0,22 \times (1 - 0,23) \times 188 \\ = 83,2 \text{MMM PCS}$$

Como el factor volumétrico del gas se calcula usando 14,7 lpca y 60 °F como condiciones normales, el gas inicial en el yacimiento corresponde también a estas mismas condiciones.

El método volumétrico usa mapas del subsuelo e isopacos basados en información obtenida de registros eléctricos, núcleos y pruebas de formación y producción^{30, 31}. Un mapa de *curvas de nivel o de contorno del subsuelo* muestra líneas que conectan puntos de una misma elevación a partir de la parte superior del estrato de referencia o estrato base, y, por consiguiente, muestra la estructura geológica. Un mapa *isopaco* neto muestra líneas que conectan puntos de igual espesor neto de la formación, y las líneas individuales se denominan *líneas isopacas*. El ingeniero de yacimientos emplea estos mapas para determinar el volumen productor bruto (total) del yacimiento. El mapa de contorno se usa en la preparación de mapas isopacos donde existen contactos petróleo-agua, gas-agua o gas-petróleo. La línea de contacto entre los fluidos es la línea isopaca cero. El volumen se obtiene midiendo con un planímetro las áreas entre las líneas isopacas de todo el yacimiento o de las unidades individuales en consideración. Los problemas más importantes en la preparación de un mapa de este tipo consisten en seleccionar adecuadamente el espesor neto de la arena productiva a partir de los perfiles eléctricos, y delinear el área productiva del campo determinada por los contactos de fluidos, fallas o barreras impermeables sobre el mapa de curvas de nivel del subsuelo.

Para determinar el volumen aproximado de la zona productiva a partir de las lecturas del planímetro se emplean frecuentemente dos ecuaciones. El volumen de un tronco de pirámide calculado por

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}}) \quad (1.14)$$

donde ΔV_b es el volumen bruto en acres-pies; A_n , el área en acres encerrada por la línea isopaca inferior; A_{n+1} , el área en acres encerrada por la línea isopaca superior; y h el intervalo en pies entre las

líneas isopacas. Esta ecuación se emplea para determinar el volumen entre líneas isopacas sucesivas, y el volumen total es la suma de los volúmenes individuales. El volumen de un trapecioide se calcula por

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1})$$

mientras que el volumen de una serie de trapecoides sucesivos, está dado por

$$V_b = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 \dots 2A_{n-1} + A_n) + t_{avg} A_n \quad (1.15)$$

donde A_0 es el área, en acres, encerrada por la línea isopaca cero;

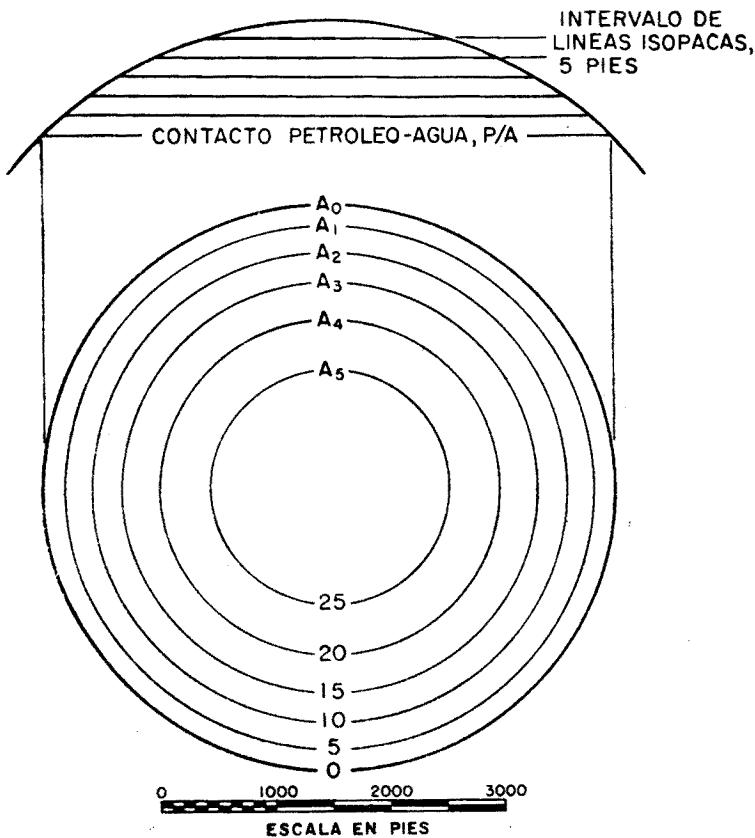


FIG. 1.4.—Sección transversal y mapa isopaco de un yacimiento ideal.

$A_1, A_2 \dots A_n$ son las áreas, en acres, encerradas por líneas isopacas sucesivas; t_{avg} es el espesor promedio, en pies, por encima de la línea isopaca superior o de espesor máximo; y h es el intervalo de las isopacas, en pies.

Para mejores resultados debe usarse la ecuación piramidal; sin embargo, debido a su forma simplificada, la ecuación trapezoidal se usa con más frecuencia, lo que introduce un error de 2 por ciento cuando la razón entre las áreas sucesivas es 0,50. Como regla general, en programas de unificación se emplea la ecuación piramidal cuando la razón de las áreas de dos líneas isopacas sucesivas es menor de cinco décimos, y la ecuación trapezoidal, cuando la razón sea mayor de esta cifra. El ejemplo 1.4 muestra el método de calcular el volumen de un yacimiento de gas a partir de un mapa isopaco, figura 1.4. El volumen entre las áreas A_4 y A_5 calculado a partir de la ecuación trapezoidal es 570 ac-p., comparado con el valor más exacto de 558 ac-p calculado con la ecuación piramidal. Cuando la formación es bastante uniforme y se logra información adecuada de los pozos, el error en el cálculo del volumen neto del yacimiento no debe exceder más de unas pocas unidades por ciento.

Ejemplo 1.4. Calcular el volumen neto de un yacimiento ideal a partir del mapa isopaco.

Datos: Áreas (determinadas con planímetro de la figura 1.4) dentro de las líneas isopacas, A_0, A_1, A_2 , etc., y la constante del planímetro.

SOLUCIÓN:

Area productiva	Área con planímetro*, pl^2	Area Acres*	Razón de áreas	Intervalo h , pies	Ecuación	ΔV ac-p
A_0	19,64	450				
A_1	16,34	375	0,83	5	Trap.	2063
A_2	13,19	303	0,80	5	Trap.	1695
A_3	10,05	231	0,76	5	Trap.	1335
A_4	6,69	154	0,67	5	Trap.	963 ^a
A_5	3,22	74	0,48	5	Pir.	558 ^b
A_6	0,00	0	0,00	4	Pir.	99 ^c
						6713 ac-p

*Para un mapa con escala de una pulgada=1000 pies, una pulgada cuadrada=22,96 acres.

$$^a \Delta V = \frac{5}{2} (231 + 154) = 963 \text{ ac-p}$$

$$^b \Delta V = \frac{5}{3} (154 + 74 + \sqrt{154 \times 74}) = 558 \text{ ac-p}$$

$$^c \Delta V = \frac{4}{3} (74) = 99 \text{ ac-p.}$$

Los métodos de laboratorio para medir porosidad incluyen: ley de Boyle, saturación con agua y saturación con líquidos orgánicos. Dotson, Slobod, McCreery Spurlock⁸ describen un método para comprobar las medidas de porosidad basado en el análisis efectuado por cinco laboratorios con 10 muestras cada uno. La desviación promedio de porosidad a partir de los valores promedios fue de $\pm 0,5$ por ciento. La precisión de la porosidad promedio de un yacimiento determinada por el análisis de núcleos depende de la calidad y cantidad de datos disponibles, y de la uniformidad del yacimiento. La porosidad promedio rara vez se conoce con una precisión mayor de una unidad de porosidad por ciento, por ejemplo, 5 por ciento de tolerancia para una porosidad de 20 por ciento. También puede calcularse la porosidad a partir de registros eléctricos y de neutron, a menudo con ayuda de medidas obtenidas de núcleos. Los métodos que emplean registros eléctricos tienen la ventaja que promedian volúmenes mayores de roca que el análisis de núcleos. Cuando se calibran con los datos de núcleos, se obtienen valores promedios de porosidad de precisión similar a los de los análisis de núcleos. Cuando ocurren variaciones de porosidad a través del yacimiento, la porosidad promedio debe calcularse en la misma forma que la presión promedio del yacimiento, es decir, en base de volumen ponderado. Actualmente, son más usados los registros sínicos y de densidad para obtener porosidad promedio de las formaciones.

El agua existente en las zonas gasíferas y petrolíferas de un yacimiento por encima de la zona de transición se denomina agua *innata*, *connata* o *intersticial*. Agua innata es importante sobre todo porque reduce el volumen del espacio poroso disponible para la acumulación de gas y petróleo y también afecta sus recuperaciones. Por lo general, no se halla distribuida uniformemente a través del yacimiento, sino que varía con la litología y permeabilidad, como lo indica la figura 1.5, y con la altura por encima del nivel freático o superficie hidrostática, como lo indica la figura 1.6. Schilthuis⁹ describió el

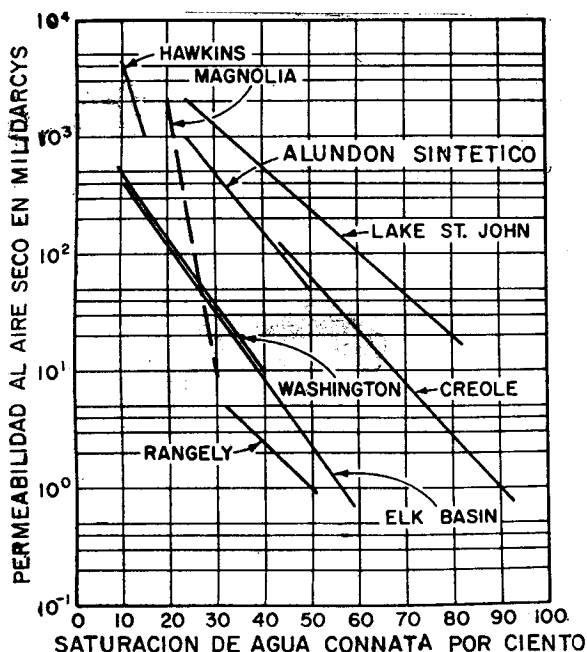


FIG 1.5.—Saturación de agua connata como función de la permeabilidad. (Bruce y Welge³⁴, Actas del AIME.)

único método conocido para medir directamente la saturación de agua innata, el cual consiste en obtener núcleos de la formación productora con lodo de perforación a base de petróleo. Demostró que existe una correlación entre permeabilidad absoluta y saturación de agua innata. Uno de los primeros métodos indirectos para determinar la saturación de agua innata fue el de presión capilar presentado por Leverett³³ y ampliado por Bruce y Welge³⁴. McCullough Albaugh y Jones³⁵ desarrollaron una técnica conocida como el método centrífugo, y Messer³⁶, desarrolló el método de evaporación. Archie³⁷ introdujo la relación cuantitativa entre la resistividad de una formación y su saturación de agua. Aunque la relación depende de la litología y otras variables, bajo condiciones favorables, el registro eléctrico puede usarse para determinar la saturación de agua innata dentro de límites razonables de precisión.

Otro problema en los cálculos del método volumétrico o balance de materiales es el de obtener la presión promedia del yacimiento a un tiempo cualquiera después de iniciada la producción. La figura 1.7

YACIMIENTOS DE GAS

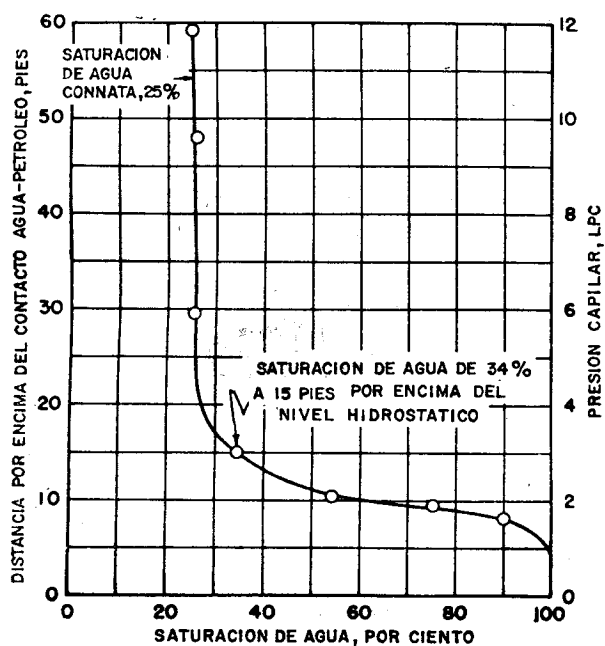


FIG. 1.6.—Curva típica de presión capilar.

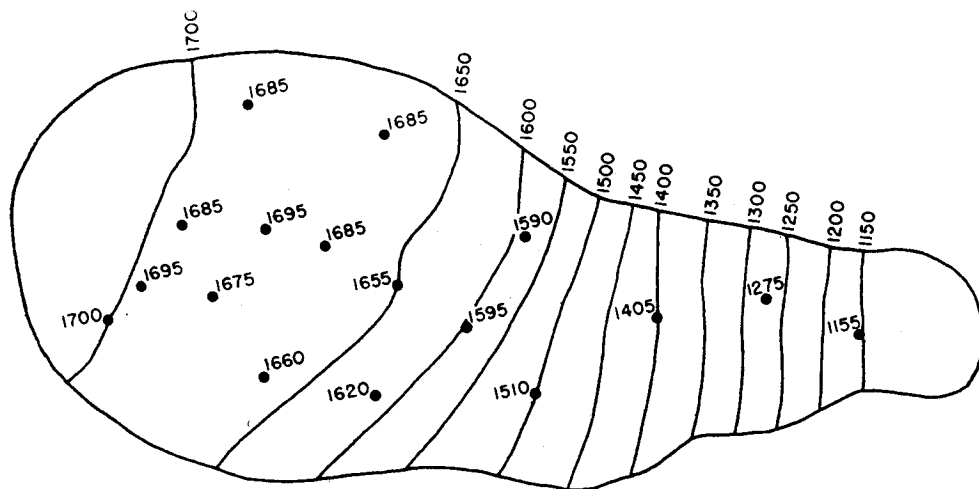


FIG. 1.7.—Estudio de presiones del yacimiento con líneas isobáricas dibujadas en base a las presiones medidas en el fondo del pozo. (Tomado de Kaveler³⁸, Actas del AIME.)

representa un estudio de la presión estática del yacimiento de la arena Jones en el campo Schuler³⁸. Debido al alto gradiente de presión del yacimiento de este a oeste, debe emplearse algún método para obtener la presión promedia del yacimiento. Puede calcularse una presión promedia por pozo, presión promedia por unidad superficial o una presión promedia por unidad volumétrica. Las siguientes ecuaciones permiten calcular estos valores:

$$\text{Presión promedia} = \frac{\sum_0^n P_i}{n} \quad (1.16)$$

$$\text{Presión promedia por unidad superficial} = \frac{\sum_0^n P_i A_i}{\sum_0^n A_i} \quad (1.17)$$

$$\text{Presión promedia por unidad volumétrica} = \frac{\sum_0^n P_i A_i h_i}{\sum_0^n A_i h_i} \quad (1.18)$$

donde n en la Ec. (1.16) representa el número de pozos y en las Ecs. (1.17) y (1.18) representa el número de unidades del yacimiento. Ya que sólo es de interés obtener la presión promedia de las partes que contienen hidrocarburos, el promedio volumétrico, Ec. (1.18), debe usarse tanto en los cálculos del método volumétrico como en el del balance de materiales. Cuando los gradientes de presión en el yacimiento son pequeños, las presiones promedias obtenidas a partir de las Ecs. (1.16) y (1.17) se aproximan al promedio volumétrico. Cuando los gradientes son grandes, pueden encontrarse diferencias considerables. Por ejemplo, la presión promedia volumétrica del estudio de la arena Jones en la figura 1.17 es 1658 lpca comparada con 1598 lpca, en base a un promedio por pozo.

Los cálculos de la tabla 1.6 muestran cómo obtener las presiones promedias. Los valores en la Col. (3) corresponden a las áreas de drenaje estimadas de los pozos, que varían según el espaciamiento de los mismos y los límites del yacimiento. Debido a que los gradientes son menores en este ejemplo, los tres promedios se aproximan mucho más que en el caso de la arena Jones.

La mayoría de los ingenieros prefieren dibujar un mapa isobárico, como el de la figura 1.8, y con un planímetro medir las áreas entre las líneas isobáricas y las isopacas, como lo indica la misma figu-

TABLA 1.6. *Determinación de la presión promedio del yacimiento*

Pozo N.º	Presión, lpca	Area de drenaje, acres	$p \times A$	Espesor estimado de la formación	$p \times A \times h$	$A \times h$
1	2750	160	440.000	20	8.800.000	3200
2	2680	125	335.000	25	8.375.000	3125
3	2840	190	539.600	26	14.029.600	4495
4	2700	145	391.500	31	12.136.500	4495
	10.970	620	1.706.100		43.341.100	15.760

$$\text{Presión promedio por pozo} = \frac{10.970}{4} = 2743 \text{ lpca}$$

$$\text{Presión promedio superficial} = \frac{1.706.100}{620} = 2752 \text{ lpca}$$

$$\text{Presión promedio volumétrica} = \frac{43.341.100}{15.760} = 2750 \text{ lpca}$$

ra 1.8. La tabla 1.7, empleando datos de la figura 1.8, ilustra el método de obtener la presión promedio volumétrica a partir de este tipo de mapa.

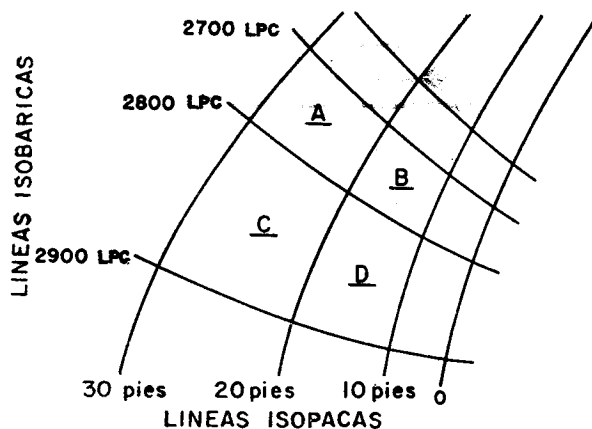


FIG. 1.8.—Sección de un mapa isobárico e isopaco.

TABLA 1.7. *Determinación de la presión promedio volumétrica*

Area	Acres *	Presión lpca	h, pies	$A \times h$	$p \times A \times h$
A	25,5	2750	25	637,5	175.313.000
B	15,1	2750	15	226,5	62.288.000
C	50,5	2850	25	1262,5	359.813.000
D	30,2	2850	15	453,0	129.105.000
				2579,5	726.519.000
*Areas determinadas con planímetro de la figura 1.8					726.519.000
Presión promedio volumétrica=					$\frac{726.519.000}{2579,5}$
					=2817 lpca

11. CÁLCULO DE RECUPERACIÓN UNITARIA DE YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE GAS

En muchos yacimientos de gas, particularmente durante la etapa de desarrollo, no se conoce el volumen total. En este caso, es mejor hacer los cálculos del yacimiento en base unitaria, por lo general un acre-pie de volumen total de roca reservorio. Es conveniente saber que una unidad o un acre-pie de volumen total de roca de yacimiento contiene:

$$\text{Volumen de agua innata en pies cúbicos} = 43560 \times \phi \times S_w$$

$$\text{Espacio poroso disponible para gas en pies cúbicos} = 43560 \times \phi (1 - S_w)$$

$$\text{Espacio poroso del yacimiento en pies cúbicos} = 43560 \times \phi$$

El número inicial de pies cúbicos standard de gas en el yacimiento en la unidad es

$$G = 43.560 \times \phi \times (1 - S_w) \times B_{gi} \text{ PCS/acre-pie} \quad (1.19)$$

G se expresa en pies cúbicos normales cuando el factor volumétrico del gas B_{gi} se expresa en pies cúbicos normales por pie cúbico del yacimiento PCS por p^3 , Ec. (1.7). Las *condiciones normales* son las empleadas en el cálculo del factor volumétrico del gas, pero puede cambiarse a otras condiciones por medio de la ley de los gases perfectos. La porosidad, ϕ , se expresa como una fracción del volumen bruto o volumen total, y la saturación de agua innata, S_w , como una fracción del volumen poroso. En un yacimiento volumétrico se considera que

no varía la saturación de agua intersticial, de manera que el volumen de gas en el yacimiento permanece constante. Si B_{ga} es el factor volumétrico del gas a la presión de abandono, los pies cúbicos normales de gas residual al tiempo de abandono son

$$G_a = 43.560 \times \phi \times (1 - S_w) \times B_{ga} \text{ PCS/acre-pie} \quad (1.20)$$

La *recuperación unitaria* es la diferencia entre el gas inicial en el yacimiento en una unidad de volumen total de roca y el gas remanente en el yacimiento en la misma unidad de roca al tiempo de abandono, es decir, el gas producido hasta la presión de abandono, o

$$\text{Recuperación unitaria} = 43.560 \times \phi \times (1 - S_w) \times (B_{gi} - B_{ga}) \text{ PCS/acre-pie} \quad (1.21)$$

La recuperación unitaria también se denomina *reserva inicial unitaria o por unidad*, y generalmente es inferior al gas inicial por unidad en el yacimiento. La reserva inicial en cualquier etapa de agotamiento es la diferencia entre la reserva inicial unitaria y la producción unitaria hasta esa etapa del agotamiento. La recuperación fraccional o factor de recuperación expresado en porcentaje del gas inicial "in situ" es

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{100(G - G_a)}{G} = \frac{100(B_{gi} - B_{ga})}{B_{gi}} \text{ por ciento} \quad (1.22)$$

La experiencia con yacimientos volumétricos de gas indican que las recuperaciones varían entre 80 y 90 por ciento. Algunas compañías de gasoductos fijan la presión de abandono en 100 lpca por 1000 pies de profundidad.

El factor volumétrico del gas del campo Bell a la presión inicial del yacimiento es 188 PCS/p³ y a 500 lpca es 27,6 PCS/p³. La reserva inicial unitaria o recuperación unitaria para un comportamiento volumétrico a una presión de abandono de 500 lpca es

$$\begin{aligned} \text{Recuperación unitaria} &= 43.560 \times 0,22 \times (1 - 0,23) \times (188,0 - 27,6) \\ &= 1180 \text{ M PCS/ac-p} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Factor de recuperación} &= \frac{100 \times (188,0 - 27,6)}{188,0} \\ &= 85 \text{ por ciento} \end{aligned}$$

Estos cálculos de recuperación son válidos siempre y cuando la unidad volumétrica de la roca no drene ni sea drenada por unidades adyacentes.

12. CÁLCULO DE RECUPERACIÓN UNITARIA DE YACIMIENTOS DE GAS CON EMPUJE HIDROSTÁTICO

A las condiciones iniciales, una unidad (1 acre-pie) de volumen total de roca del yacimiento contiene (en pies cúbicos):

$$\text{Volumen de agua innata: } 43.560 \times \phi \times S_{wi}$$

$$\text{Volumen disponible para gas: } 43.560 \times \phi \times (1 - S_{wi})$$

$$\text{Volumen de gas a cond. std.: } 43.560 \times \phi \times (1 - S_{wi}) \times B_{gi}$$

En muchos yacimientos con empuje hidrostático, después de una disminución inicial de presión, el agua entra al yacimiento a una rata igual a la producción, estabilizándose en esta forma la presión del yacimiento. En este caso la presión estabilizada es la presión de abandono. Si B_{ga} es el factor volumétrico del gas a la presión de abandono y S_{gr} la saturación residual de gas, expresada como una fracción del volumen poroso, después de que el agua invade la unidad, una unidad (1 acre-pie) de roca de yacimiento en las condiciones de abandono contiene (en pies cúbicos):

$$\text{Volumen de agua} = 43560 \times \phi \times (1 - S_{gr})$$

$$\text{Volumen de gas a cond. del yac.} = 43560 \times \phi \times S_{gr}$$

$$\text{Volumen de gas a condiciones standard} = 43560 \times \phi \times S_{gr} \times B_{ga}$$

La recuperación unitaria es la diferencia entre el gas inicial y el residual en la unidad del volumen total de roca ambos a condiciones normales, o

$$\text{Recuperación unitaria en PCS/ac-p} = 43560 \times \phi \times [(1 - S_{wi})B_{gi} - S_{gr}B_{ga}] \quad (1.23)$$

El factor de recuperación expresado como porcentaje del gas inicial en el yacimiento es

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{100[(1 - S_{wi})B_{gi} - S_{gr}B_{ga}]}{(1 - S_{wi})B_{gi}} \text{ por ciento} \quad (1.24)$$

Supongamos que el campo de gas Bell produce por empuje hidrostático y que la presión se estabiliza a 1500 lpca. Si la saturación residual del gas es 24 por ciento y el factor volumétrico del gas es

89,1 PCS/p³ a 1500 lpca, la *reserva* inicial unitaria o recuperación por unidad es

$$\begin{aligned}\text{Recuperación unitaria} &= 43560 \times 0,22 \times [(1 - 0,23) 188 - (0,24 \times 89,1)] \\ &= 1182 \text{ M PCS/ac-p}\end{aligned}$$

El factor de recuperación en estas condiciones es

$$\begin{aligned}\text{Factor de recuperación} &= \frac{100[(1 - 0,23)188 - (0,24 \times 89,1)]}{(1 - 0,23)188} \\ &= 85 \text{ por ciento.}\end{aligned}$$

En estas condiciones particulares, la recuperación por empuje hidrostático es igual a la recuperación por agotamiento volumétrico, ilustrado en la Sec. 11. Si el empuje hidrostático es muy activo y prácticamente no ocurre disminución en la presión del yacimiento, la recuperación unitaria y el factor de recuperación, respectivamente, se convierten en

$$\text{Recuperación unitaria} = 43.560 \times \phi \times (1 - S_{wi} - S_{gr}) \times B_{gt} \text{ PCS/ac-p (1.25)}$$

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{100(1 - S_{wi} - S_{gr})}{(1 - S_{wi})} \text{ por ciento (1.26)}$$

Para el campo de gas Bell, asumiendo una saturación residual de gas de 24 por ciento,

$$\begin{aligned}\text{Recuperación unitaria} &= 43.560 \times 0,22 \times (1 - 0,23 - 0,24) \times 188 \\ &= 955 \text{ M PCS/ac-p}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Factor de recuperación} &= \frac{100(1 - 0,23 - 0,24)}{(1 - 0,23)} \\ &= 69 \text{ por ciento}\end{aligned}$$

Debido a que la saturación residual del gas es independiente de la presión, la recuperación será mayor para una presión menor de estabilización.

La saturación residual de gas puede medirse en el laboratorio mediante muestras representativas de la formación. La Tabla 1.8 incluye las saturaciones residuales de gas ³⁹ medidas en los núcleos de formaciones productoras y en núcleos sintéticos. Los valores varían entre 16 y 50 por ciento, con un promedio de 30 por ciento. Estos datos ayudan a explicar en parte las recuperaciones tan bajas obtenidas en

TABLA 1.8. *Saturación residual de gas medida en núcleos después de inundación con agua*(Tomado de Geffen, Parrish, Haynes y Morse²⁰)

Material poroso	Formación	Saturación residual de gas, por ciento del espacio poroso	Observaciones
Arena no consolidada		16	Columna de 13 pies
Arena ligeramente consolidada (sintética)		21	1 núcleo
Materiales sintéticos consolidados	Porcelanas Selas	17	1 núcleo
	Alundón Norton	24	1 núcleo
Areniscas consolidadas	Wilcox	25	3 núcleos
	Frío	30	1 núcleo
	Nellie Fly	30-36	12 núcleos
	Frontier	31-34	3 núcleos
	Springer	33	3 núcleos
	Frío	30-38	14 núcleos
		(promedio 34,6)	
	Torpedo	34-37	6 núcleos
	Tensleep	40-50	4 núcleos
Caliza	Arrecife Canyon	50	2 núcleos

algunos yacimientos con empujes hidrostáticos. Por ejemplo, un yacimiento de gas con una saturación inicial de agua de 30 por ciento y una saturación residual de gas de 35 por ciento, tiene un factor de recuperación de sólo 50 por ciento si se produce por un empuje hidrostático activo, es decir, donde la presión del yacimiento se estabiliza cerca de la presión inicial. Cuando la permeabilidad del yacimiento es uniforme, este factor de recuperación es significativo, excepto por una corrección que toma en cuenta la eficiencia de la configuración de drenaje y la conificación de agua o lóbulos formados por ésta (figs. 5.15, A y B). Cuando existen formaciones bien definidas de bajas y altas permeabilidades, el agua avanza más rápido por entre las capas más permeables, de manera que cuando un pozo de gas se abandona por su excesiva producción de agua, aún queda considerable cantidad de gas por recuperar en las capas menos permea-

bles (fig. 5.15 C). La disminución en el factor de recuperación por estos efectos será estudiada en el capítulo 7, Sec. 7. Debido a estos factores puede concluirse que las recuperaciones de gas por empuje hidrostático son generalmente inferiores a las de depleción volumétrica; sin embargo, esta conclusión no se aplica para el caso de recuperaciones de petróleo, como veremos más adelante. Yacimientos de gas con empuje hidrostático tienen la ventaja que mantienen presiones de flujo y ratas de producción mayores que en yacimientos de gas con empuje por depleción o agotamiento. Esto se debe, naturalmente, al mantenimiento de una presión mayor como resultado de la intrusión de agua.

En el cálculo de las reservas de gas de una unidad o una zona determinada en arrendamiento, es de mayor importancia conocer el gas recuperable por pozo o pozos de dicha zona que el gas total recuperable *inicialmente* de tal unidad o área, parte del cual puede ser recuperado por pozos adyacentes. En yacimientos volumétricos, donde el gas recuperable bajo cada sección (pozo) del yacimiento es el mismo, las recuperaciones serán iguales siempre y cuando los pozos produzcan en la misma proporción. Por otra parte, cuando varía el gas existente en las diferentes unidades (pozos), como en el caso en que varíe el espesor de la formación, y si los pozos producen en la misma proporción, la reserva de gas inicial de la sección donde la formación es de mayor espesor será menor que el gas recuperable inicial de esa sección.

En yacimientos de gas con empuje hidrostático, cuando la presión se estabiliza cerca de la presión inicial del yacimiento, un pozo situado en la parte más baja de la estructura divide su gas inicial recuperable con los demás pozos buzamiento arriba y en línea con él. Por ejemplo, si se perforan tres pozos en línea a lo largo del buzamiento en la parte superior de sus respectivas unidades, asumidas iguales, y si todos producen a la misma proporción, el pozo situado en la parte inferior de la estructura recuperará aproximadamente una tercera parte del gas subyacente inicial. Si el pozo se perfora más abajo en la estructura cerca del centro de la unidad, su recuperación será aún menor. Si la presión se estabiliza por debajo de la presión inicial del yacimiento, el factor de recuperación aumentará para los pozos situados en la parte inferior de la estructura. El ejemplo 1.5 muestra el cálculo de la reserva inicial de gas de una unidad de 160 acres para tres casos: depleción volumétrica, empuje hidrostático parcial y empuje hidrostático total.

Ejemplo 1.5. Calcular la reserva inicial de gas de una unidad de 160 acres del campo de gas Bell. Asumir que el yacimiento produce

bajo: a) depleción volumétrica; b) empuje hidrostático parcial, y c) empuje hidrostático total.

Datos:

Porosidad promedio=22 por ciento

Saturación de agua connata=23 por ciento

Saturación residual de gas después del desplazamiento por agua=
=39 por ciento

$B_{oi}=188,0 \text{ PCS/p}^3$ a $p_i=3250 \text{ lpca}$

$B_o=150,0 \text{ PCS/p}^3$ a 2500 lpca

= $27,6 \text{ PCS/p}^3$ a 500 lpca

Área=160 acres

Espesor productor neto=40 pies

Solución:

Volumen poroso= $43.560 \times 0,22 \times 160 \times 40 = 61,33 \times 10^6 \text{ p}^3$

Gas inicial en el yacimiento:

$G_1 = 61,33 \times 10^6 \times (1 - 0,23) \times 188,0 = 8878 \text{ MM PCS}$

Gas en el yacimiento después de la depleción volumétrica hasta 2500 lpca:

$G_2 = 61,33 \times 10^6 \times (1 - 0,23) \times 150 = 7084 \text{ MM PCS}$

Gas en el yacimiento después de depleción volumétrica hasta 500 lpca:

$G_3 = 61,33 \times 10^6 \times (1 - 0,23) \times 27,6 = 1303 \text{ MM PCS}$

Gas en el yacimiento después de invasión por agua a 3250 lpca:

$G_4 = 61,33 \times 10^6 \times 0,34 \times 188,0 = 3920 \text{ MM PCS}$

Gas en el yacimiento después de la invasión por agua a 2500 lpca:

$G_5 = 61,33 \times 10^6 \times 0,34 \times 150 = 3128 \text{ MM PCS}$

Reserva inicial con empuje por depleción hasta 500 lpca:

$G_1 - G_3 = (8878 - 1303) \times 10^6 = 7575 \text{ MM PCS}$

Reserva inicial con empuje hidrostático a 3250 lpca:

$G_1 - G_4 = (8878 - 3920) \times 10^6 = 4358 \text{ MM PCS}$

Reserva inicial con empuje hidrostático a 2500 lpca:

$(G_1 - G_3) + (G_2 - G_5) = (G_1 - G_6) = (8878 - 3120) \times 10^6 = 5750 \text{ MM PCS}$

Si hay un pozo buzamiento arriba, la reserva inicial por empuje hidrostático a 3250 lpca es

$\frac{1}{2} (G_1 - G_4) = \frac{1}{2} (8878 - 3920) \times 10^6 = 2479 \text{ MM PCS}$

13. BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS

En las secciones anteriores se calculó el gas inicial en el yacimiento en base a una unidad (1 acre-pie) de volumen total de roca productora a partir de valores conocidos de porosidad y saturación de agua innata. Para calcular el gas inicial en el yacimiento existente en determinada sección o parte del yacimiento fue necesario conocer, además de la porosidad y saturación de agua innata, el volumen total de roca de la sección. En muchos casos, sin embargo, no se conoce con suficiente exactitud uno o varios de estos factores y, por tanto, los métodos descritos anteriormente no pueden usarse. En este caso, para calcular el gas inicial en el yacimiento, se debe usar el método de *balance de materiales*; sin embargo, este método se aplica sólo para la totalidad del yacimiento, por la migración de gas de una parte del yacimiento a otra, tanto en yacimientos volumétricos como en aquellos de empuje hidrostático.

La conservación de la materia aplicada a yacimientos de gas da el siguiente balance de materiales:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Masa de gas} \\ \text{producido} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Masa de gas inicialmente} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Masa de gas remanen-} \\ \text{te en el yacimiento} \end{array} \right]$$

También podemos hacer el balance con un compuesto definido, por ejemplo, metano. Cuando la composición de la producción es constante, los pies cúbicos normales producidos y remanentes en el yacimiento son directamente proporcionales a sus masas y, por tanto, podemos efectuar el siguiente balance de materiales en términos de pies cúbicos standard:

$$\left[\begin{array}{c} \text{PCS producidos} \\ \text{del yacimiento} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{PCS inicialmente} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{PCS remanentes} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right]$$

Por último, podemos hacer un balance de materiales en términos de moles de gas, así:

$$n_p = n_i - n_f \quad (1.27)$$

Los subíndices p , i y f significan producido, inicial y final, respectivamente. El término final denota una etapa posterior de producción y no abandono necesariamente. Si V_i es el volumen poroso inicial disponible para gas en pies cúbicos, y si a una presión final p_f entran W_e pies cúbicos de agua al yacimiento y se producen W_p pies cúbicos de agua del mismo, entonces el volumen final V_f después de producir G_p pies cúbicos normales de gas es

$$V_f = V_i - W_e + B_w W_p \quad (1.28)$$

B_w es el factor volumétrico del agua en unidades de barriles del yacimiento por barril en la superficie a condiciones normales, V_i y V_f son los volúmenes porosos disponibles para gas, es decir, no incluyen agua innata. Los términos de la Ec. (1.27) pueden remplazarse por sus equivalentes empleando la ley de los gases, Ec. (1.5) y Ec. (1.28),

$$\frac{p_{sc}G_p}{T_{sc}} = \frac{p_i V_i}{z_i T} - \frac{p_f (V_i - W_e + B_w W_p)}{z_f T} \quad (1.29)$$

G_p es el volumen de gas producido en pies cúbicos normales a presión y temperatura normales, p_{sc} y T_{sc} .

~~Los yacimientos volumétricos carecen de intrusión de agua y su producción de agua es generalmente insignificante;~~ en esta forma, la Ec. (1.29) se reduce a

$$\frac{p_{sc}G_p}{T_{sc}} = \frac{p_i V_i}{z_i T} - \frac{p_f V_i}{z_f T} \quad (1.30)$$

Para valores establecidos de p_{sc} y T_{sc} , y ya que p_i , z_i y V_i en yacimientos volumétricos son fijos, la Ec. (1.30) puede expresarse en la siguiente forma:

$$G_p = b - m \left(\frac{p_i}{z_i} \right) \quad (1.31)$$

donde

$$b = \frac{p_i V_i T_{sc}}{z_i p_{sc} T} \quad \text{y} \quad m = \frac{V_i T_{sc}}{p_{sc} T}$$

La Ec. (1.31) indica que para un yacimiento *volumétrico* de gas la relación entre la producción acumulativa de gas G_p en pies cúbicos normales y la razón p/z es una línea recta de pendiente negativa m . La fig. 1.9 muestra un gráfico de producción acumulativa de gas en pies cúbicos normales como función de p/z . Dentro de los límites de tolerancia de los valores de la presión promedia del yacimiento y producción acumulativa, la curva de G_p como función de p/z es lineal y puede extrapolarse a presión cero para encontrar el gas inicial en el yacimiento, o al valor de abandono de p/z para hallar la reserva inicial. La pendiente m de la fig. 1.9 es

$$m = \frac{\Delta G_p}{\Delta(p/z)} = \frac{6,5 \times 10^9}{4700} = 1,333 \times 10^6 \text{ PCS/lpc}$$

Luego para $p_{sc} = 14,7$ lpca, $T_{sc} = 520$ °F y $T = 200$ °F

$$V_i = \frac{m p_{sc} T}{T_{sc}} = \frac{1,333 \times 10^6 \times 14,7 \times 660}{520} = 25,8 \text{ MM p}^3$$

Para $B_{gi}=251,9$ PCS/ p^3 , el gas inicial en el yacimiento es

$$G = V_i \times B_{gi} = 25,8 \times 10^6 \times 251,9 = 6,50 \text{ MMM PCS}$$

La fig. 1.9 también presenta un gráfico de producción cumulativa de gas G_p como función de presión. Como lo indica la Ec. (1.31), éste no es lineal, y las extrapolaciones tomadas de este gráfico son erróneas. Ya que el valor mínimo del factor de desviación del gas se presenta cerca de 2500 lpca, las extrapolaciones del gráfico de G_p como función de p darán resultados bajos de G si se hacen por encima de

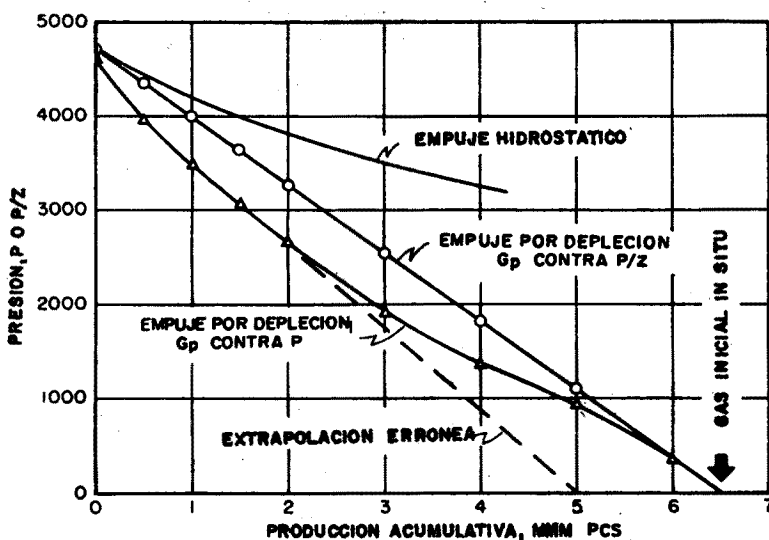


FIG. 1.9.—Comparación de valores teóricos de p y p/z graficados como función de la producción cumulativa de un yacimiento volumétrico de gas.

2500 lpca, y altos si se hacen por debajo de 2500 lpca. La Ec. (1.30) puede usarse gráficamente como lo indica la fig. 1.9 para determinar el gas inicial en el yacimiento o las reservas a cualquier presión de abandono. Por ejemplo, a una presión de abandono de 1000 lpca (o $p/z=1220$), la reserva inicial es 4,85 MMM PCS. A 1500 lpca (o $p/z=3130$) la reserva remanente es 4,85 menos 2,20, es decir, 2,65 MMM PCS. Una aplicación analítica usando ecuaciones se presenta en el ejemplo 1.6, donde se emplean datos del campo de gas Bell. Observemos que para estos cálculos la presión base es 15,025 lpca

Ejemplo 1.6. Calcular el gas inicial en el yacimiento y la reserva inicial de un yacimiento volumétrico de gas a partir de los datos de presión y producción.

Datos:

Presión inicial=3250 lpca
 Temperatura del yacimiento=213 °F
 Presión normal=15,025 lpca
 Temperatura normal=60 °F
 Producción acumulativa= $1,00 \times 10^9$ PCS
 Presión promedia del yacimiento=2864 lpca
 Factor de desviación del gas a 3250 lpca=0,910
 Factor de desviación del gas a 2864 lpca=0,888
 Factor de desviación del gas a 500 lpca=0,951

Solución: Resolver la Ec. (1.30) para el volumen poroso disponible para gas, V_i ,

$$\frac{15,025 \times 1,00 \times 10^9}{520} = \frac{3250 \times V_i}{0,910 \times 673} - \frac{2864 V_i}{0,888 \times 673}$$

$$V_i = 56,17 \text{ MM p}^3$$

El gas inicial en el yacimiento a partir de la Ec. (1.5) es

$$G = \frac{p_i V_i}{z_i T} \times \frac{T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{3250 \times 56,17 \times 10^6 \times 520}{0,910 \times 673 \times 15,025}$$

$$= 10,32 \text{ MMM PCS}$$

El gas remanente a 500 lpca en el yacimiento a partir de la Ec. (1.5) es

$$G_a = \frac{p_a V_i}{z_a T} \times \frac{T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{500 \times 56,17 \times 10^6 \times 520}{0,951 \times 673 \times 15,025}$$

$$= 1,52 \text{ MMM PCS}$$

La reserva inicial de gas en base a una presión de abandono de 500 lpca, es la diferencia entre el gas inicial en el yacimiento y el gas residual a 500 lpca, es decir,

$$G_r = G - G_a = (10,32 - 1,52) \times 10^6$$

$$= 8,80 \text{ MMM PCS}$$

La Ec. (1.29) puede expresarse en función de los factores volumétricos del gas, B_{gi} y B_{gf} . Resolviendo para G_p , se obtiene

$$G_p = \frac{p_i T_{sc}}{p_{sc} z_i T} V_i - \frac{p_i T_{sc}}{p_{sc} z_f T} (V_i - W_e + B_w W_p)$$

Pero

$$B_{gi} = \frac{p_i T_{sc}}{p_{sc} z_i T}, \text{ PCS/p}^3$$

$$B_{gf} = \frac{p_i T_{sc}}{p_{sc} z_f T}, \text{ PCS/p}^3$$

Luego

$$G_p = B_{gi} V_i - B_{gf} (V_i - W_e + B_w W_p)$$

Sustituyendo V_i por su equivalente G/B_{gi} , convierte la ecuación anterior en

$$G_p = G - B_{gf} \left(\frac{G}{B_{gi}} - W_e + B_w W_p \right)$$

Dividiendo los términos por B_{gf} y desarrollando se obtiene

$$\frac{G_p}{B_{gf}} = G \left(\frac{1}{B_{gf}} - \frac{1}{B_{gi}} \right) + W_e - B_w W_p \quad (1.32)$$

Si los factores volumétricos del gas se expresan en pies cúbicos del yacimiento por pie cúbico normal en lugar de pies cúbicos normales por pie cúbico del yacimiento, estos factores se convertirían en los recíprocos de los anteriores y la ecuación anterior se reduce a una forma más simple.

$$G_p B_{gf} = G(B_{gf} - B_{gi}) + W_e - B_w W_p \quad (1.33)$$

Debe tenerse presente que el factor volumétrico del gas puede expresarse en cuatro sistemas de unidades, de acuerdo con la Ec. (1.7). Por consiguiente, deben observarse cuidadosamente las ecuaciones que lo contengan y se debe estar seguro de usar las unidades apropiadas al caso. En la Ec. (1.33) debe expresarse G y G_p a las mismas presión y temperatura base que los factores volumétricos del gas. $G_p B_{gf}$ es el volumen del gas producido a la presión p_f ; $G(B_{gf} - B_{gi})$ es la variación en volumen del gas inicial cuando se dilata de p_i a p_f ; y W_e y $B_w W_p$ son los volúmenes de intrusión y de producción de agua, respectivamente. La Ec. (1.33) en palabras puede escribirse:

$$\begin{aligned} [\text{Producción}] &= [\text{Expansión}] + [\text{Intrusión de agua}] - \\ &\quad - [\text{Producción de agua}] \end{aligned}$$

En yacimientos volumétricos, la cantidad de gas producido es igual al volumen de expansión. En este caso, la Ec. (1.33) se convierte en

$$G_p B_{gi} = G(B_{gi} - B_{gf}) \quad (1.34)$$

Si se conoce la intrusión de agua en yacimientos de gas con empuje hidrostático, puede usarse la Ec. (1.29) o su equivalente, la Ec. (1.33), para calcular el gas inicial en el yacimiento, o también para calcular la intrusión de agua si se conoce el gas inicial en el yacimiento con buena aproximación a partir de núcleos y registros eléctricos. Los problemas de intrusión de agua se estudiarán en el capítulo 5, donde se demostrará que en ciertos casos puede calcularse el gas inicial en el yacimiento y la intrusión de agua a partir de un grupo de ecuaciones simultáneas, Ecs. (1.29) o (1.33). El ejemplo 1.7 ilustra el uso de la Ec. (1.33) para calcular la intrusión de agua cuando se conoce el gas inicial en el yacimiento. También muestra el modo de obtener la saturación residual de gas en la parte del yacimiento invadida por agua, siempre y cuando pueda estimarse con razonable precisión el volumen invadido. Este volumen puede calcularse a partir del mapa isopaco, delineando el volumen invadido por los pozos que empiezan a producir sólo agua.

Ejemplo 1.7.: Calcular la intrusión de agua y la saturación residual de gas en un yacimiento de gas con empuje hidrostático.

Datos:

Volumen total inicial del yacimiento = 415,3 MM p³
 Porosidad promedia = 0,172
 Saturación promedia de agua connata = 0,25
 Presión inicial = 3200 lpca
 $B_{gi} = 0,005262 \text{ p}^3/\text{PCS}$, 14,7 lpca y 60 °F
 Presión final = 2925 lpca
 $B_{gf} = 0,005700 \text{ p}^3/\text{PCS}$, 14,7 lpca y 60 °F
 Producción acumulada de agua = 15.200 bls. (cond. atmosféricas)
 $B_w = 1,03 \text{ bl/bl}$ a cond. atmos.
 $G_p = 935,4 \text{ MM PCS}$ a 14,7 lpca y 60 °F
 Volumen total invadido por agua a 2925 lpca = 13,04 MM p³.

Solución:

$$\begin{aligned} \text{Gas inicial en el yacimiento} = G &= \frac{415,3 \times 10^6 \times 0,172 \times (1 - 0,25)}{0,005262} \\ &= 10.80 \text{ MM PCS a 14,7 lpca y 60 °F} \end{aligned}$$

Sustituyendo en la Ec. (1.3) se obtiene W_e .

$$\begin{aligned} W_e &= 935,4 \times 10^6 \times 0,005700 - 10.180 \times 10^6 \\ &\quad (0,005700 - 0,005262) + 15.200 \times 1,03 \times 5,615 \\ &= 960.400 \text{ p}^3 \end{aligned}$$

Este volumen de agua ha invadido 13,04 MM p³ de roca yacimiento con 25 por ciento de agua connata. Luego, la saturación final de agua en la parte inundada del yacimiento es

$$\begin{aligned} S_w &= \frac{\text{agua innata} + \text{intrusión de agua}}{\text{Espacio poroso}} \\ &= \frac{(13,04 \times 10^6 \times 0,172 \times 0,25) + 960.400}{13,04 \times 10^6 \times 0,172} = 68 \text{ por ciento} \end{aligned}$$

y la saturación residual de gas S_{gr} es 32 por ciento.

La saturación residual de gas calculada en el ejemplo 1.7 incluye aquella parte de la roca de muy baja permeabilidad dentro del área invadida que pudo no haber entrado en contacto con el agua, ocurriendo la invasión sólo a través de las formaciones o estratos de mayor permeabilidad. No obstante, el valor calculado se considera la saturación *promedia* de gas, aplicable tanto a la porción invadida como a la no invadida.

En yacimientos de empuje hidrostático, la relación entre G_p y p/z no es, claro está, lineal, como puede observarse estudiando la Ec. (1.29). Debido a la intrusión de agua, la presión disminuye menos rápidamente con la producción que por empuje por agotamiento, como lo indica la curva superior de la fig. 1.9. Por consiguiente, el método de extrapolación descrito para yacimientos volumétricos no se aplica en estos casos. Debe tenerse en cuenta también que cuando ocurre intrusión de agua, el gas inicial en el yacimiento calculado a etapas sucesivas de agotamiento, *suponiendo que no hay intrusión de agua*, adquieren sucesivamente valores mayores; mientras que en yacimientos volumétricos, los valores calculados del gas inicial permanecen prácticamente constantes.

14. EQUIVALENTES EN GAS DEL AGUA Y CONDENSADO PRODUCIDOS

En el estudio anterior de yacimientos de gas se asumió implícitamente que a cualquier momento el fluido en el yacimiento y el fluido producido era una sola fase (gas). La mayoría de los yacimientos de gas, sin embargo, producen hidrocarburos líquidos, comúnmente denominados condensado, del orden de pocos a cientos o más barriles por millón de pies cúbicos normales. Mientras que el fluido *en el yacimiento* permanezca en un estado monofásico (gaseoso), pueden usarse los cálculos de las secciones anteriores, siempre y cuando se modifique la producción acumulativa de gas, G_p , para incluir el condensado líquido producido. Por otra parte, si se forma una fase líquida de hidrocarburos en el yacimiento, no pueden emplearse los métodos de las secciones anteriores. Estos yacimientos, denominados de condensado de gas *retrogradados*, requieren estudio especial, como se verá en el capítulo 2.

La producción de gas del yacimiento, G_p , usada en la sección anterior debe incluir la producción de gas del separador, la producción de gas del tanque de almacenamiento (a condiciones standard) y la producción de líquido del tanque de almacenamiento (a condiciones standard) convertida a su equivalente en gas, representado por el símbolo EG (inglés: GE). La producción de gas del tanque de almacenamiento es el gas en solución en el líquido del separador y puede calcularse aproximadamente a partir de la correlación del punto de burbujeo para sistemas de petróleo⁴⁰, considerando la presión del separador como la presión del punto de burbujeo del líquido. También puede medirse el volumen de gas disuelto. El hidrocarburo líquido producido se convierte a su equivalente en gas, asumiendo que el líquido se comporta como un gas ideal cuando se vaporiza en el gas producido. Tomando 14,7 lpca y 60 °F como condiciones normales o fiscales, el equivalente en gas de un barril de condensado a dichas condiciones es

$$GE = V = \frac{nRT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350,5 \times \gamma_o}{M_o} \times \frac{10,73 \times 520}{14,7}$$

$$= 133.000 \gamma_o / M_o \text{ PCS/BF}$$

El equivalente en gas de un barril de condensado de gravedad específica 0,780 (agua=1,00) y peso molecular 138 es 752 PCS. La gravedad específica puede calcularse a partir de la gravedad API. El peso molecular del condensado puede medirse en el laboratorio, por ejemplo, por el método de disminución del punto de congelación, o

también puede calcularse aproximadamente por medio de la Ec. (2.3). La tabla 1.9 da los equivalentes en gas de condensados a condiciones fiscales, cuyas gravedades varían entre 45 y 65 °API. Si se dispone del análisis del líquido del separador, su equivalente en gas puede determinarse con mayor precisión. En este caso se incluye el gas disuelto del líquido del separador. El ejemplo 1.8 muestra el cálculo del equivalente en gas del líquido del separador (condensado y agua) que al sumarlo a la producción de gas del separador y gas del tanque (gas disuelto en el líquido del separador) se obtiene la producción total de gas.

TABLA 1.9. *Equivalentes en gas de condensado a condiciones fiscales*

$$EG=133.000 \gamma_o/M_o$$

Gravedad del petróleo ° API	Gravedad específica del petróleo = γ_o	Peso molecular * = M_o	Equivalente en gas de con- densado a condiciones fiscales PCS/BF **
45	0,802	156	684
50	0,780	138	752
55	0,759	124	814
60	0,739	113	870
65	0,720	103	930

* En base a la Ec. (2.3).

** PCS/BF: pie cúbico a cond. standard/barril fiscal.

Cuando se produce agua en la superficie como un condensado de la fase gaseosa del yacimiento, ésta será agua dulce y debe convertirse a su equivalente en gas y agregarla a la producción de gas. Como el peso o gravedad específica del agua es 1,00 y su peso molecular 18, su equivalente en gas

$$GE_{sc} = \frac{nRT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350,5 \times 1,00}{18} \times \frac{10,73 \times 520}{14,7} = 7.390 \text{ PCS/BF}$$

McCarthy, Boyd y Reid⁴¹ presentan un estudio sobre el contenido de agua en forma de vapor de un gas natural, en equilibrio con agua líquida. Este estudio indica que el contenido de vapor de agua en gases de yacimientos, a las temperaturas y presiones iniciales comúnmente encontradas en los mismos, varían desde una fracción

a un barril por millón de pies cúbicos normales de gas. Los datos de producción de un yacimiento de gas de la Costa del Golfo muestran una producción de 0,64 barriles de agua por millón de pies cúbicos normales, comparada con un *contenido* de agua a condiciones del yacimiento de cerca de 1 bl/MM PCS, empleando la correlación de McCarthy, Boyd y Reid. La diferencia corresponde probablemente al agua que permanece en estado de vapor a la presión y temperatura del separador. Para fines de distribución en el mercado, esta agua debe removerse por deshidratación a un valor de alrededor de seis *libras* por millón de pies cúbicos normales. A medida que la presión del yacimiento disminuye, el contenido de agua puede aumentar a tres barriles por millón de pies cúbicos normales. Este contenido adicional proviene de la vaporización de agua connata; por consiguiente, el agua *dulce* producida en exceso del contenido *inicial* debe considerarse e incluirse en el término W_p y no en G_p . Naturalmente, si el agua es salobre, es con certeza agua producida, e incluye el agua (fracción de un barril por millón de pies cúbicos normales) proveniente de la fase gaseosa. Si el gas producido se basa en el volumen del gas deshidratado, el volumen del gas debe aumentarse por el equivalente en gas del contenido de agua a la presión *inicial* y temperatura del yacimiento sin importar la disminución posterior de la presión. A su vez, la producción de agua debe disminuirse por el contenido de agua. Esto resulta en un aumento de cerca de un medio por ciento en el volumen de gas producido.

Ejemplo 1.8. Calcular la producción diaria total de gas incluyendo los equivalentes en gas del agua y condensado.

Datos:

Producción diaria de gas del separador=3,25 MM PCS
 Producción diaria de condensado a cond. fiscales=53,2 BF
 Producción diaria de gas a cond. std.=10 M PCS
 Producción diaria de agua dulce=5,5 bls.
 Presión inicial del yacimiento=4000 lpca
 Presión actual del yacimiento=1500 lpca
 Temperatura del yacimiento=220 °F
 Gravedad del condensado=55° API (gr. esp.=0,759)

Solución: El peso molecular del condensado calculado aproximadamente a partir de la tabla 1.9 o por la Ec. (2.3) es 124. Luego el equivalente en el gas del condensado es

$$EG = 53,2 \times 133.000 \times \frac{0,759}{124} = 43.000 \text{ PCS}$$

Los datos de McCarthy, Boyd y Reid ⁴¹ dan un contenido de agua de 1,00 bl/MM PCS de gas a 4000 lpca y 220 °F y aproximadamente 2,00 bl/MM PCS de gas a 1.500 lpca y 220 °F. Luego de los 5,5 bls de agua producida, sólo 3,25 bl, es decir, 325 MM×1,00 bl/MM, deben convertirse a gas, el resto se considera agua producida. Por tanto,

$$EG_w = 3,25 \times 7390 = 24.000 \text{ PCS}$$

y, en esta forma, la producción diaria de gas ΔG , es

$$\begin{aligned} \Delta G_p &= 3250,0 \text{ M} + 10,0 \text{ M} + 43,0 \text{ M} + 24,0 \text{ M} \\ &= 3,327 \text{ MM PCS} \end{aligned}$$

15. RESTRICCIONES Y LIMITACIONES DE LAS ECUACIONES Y ERRORES

La precisión de los cálculos de reservas por el método volumétrico, Ec. (1.13), depende de la exactitud de los datos que entran en los cálculos. La precisión del cálculo del gas inicial en el yacimiento depende de los posibles errores en los valores promedios de porosidad, saturación de agua innata, presión y factor de desviación del gas, lo mismo que en la determinación del volumen productor bruto. Con los mejores datos que pueden obtenerse de núcleos y registros en yacimientos uniformes, es difícil calcular el gas inicial en el yacimiento con una aproximación inferior del 5 por ciento, valor que puede ascender a 100 por ciento o más, según la uniformidad del yacimiento y la cantidad y calidad de los datos disponibles.

La reserva es el producto del gas en el yacimiento por el factor de recuperación. En yacimientos volumétricos la reserva del mismo, en general, a cualquier presión de abandono, debe conocerse con la misma precisión que el gas inicial en el yacimiento. En yacimientos de empuje hidrostático se requiere, además, el cálculo aproximado del volumen invadido del yacimiento al abandono y la saturación residual de gas. Si el yacimiento presenta estratificaciones de permeabilidad, el problema se agrava, y, como resultado, la precisión disminuye. En general, los cálculos de reservas son más exactos en yacimientos volumétricos que en los de empuje hidrostático. Cuando las reservas se calculan en base a un pozo o unidad del yacimiento, la precisión se reduce aún más debido a drenaje, que ocurre tanto en yacimientos volumétricos como en los de empuje hidrostático.

El uso del balance de materiales, Ec. (1.33), para calcular el gas en el yacimiento incluye los términos del factor volumétrico del gas de acuerdo con la Ec. (1.7). Por supuesto, la precisión de los cálculos es función del error probable en estos términos. El error en la pro-

ducción de gas G_p , proviene de errores en la medición del gas, en el cálculo aproximado de consumo y pérdidas por escapes en la unidad y en el cálculo aproximado del gas de los separadores de baja presión o de los tanques de almacenamiento. A veces ocurren escapes subterráneos debido a fallas y corrosión en la tubería de revestimiento o a cementaciones defectuosas, y en el caso de pozos con producción de dos zonas, pueden ocurrir escapes o comunicación entre ellas. Se introducen también inexactitudes en la determinación del gas producido, cuando el gas proveniente de dos o más yacimientos se mezcla antes de medirse, ya que el cálculo de producción correspondiente a cada yacimiento se efectúa en base a pruebas periódicas de producción de pozos. Los medidores se calibran por lo general con tolerancias de uno por ciento, por tanto, en las mejores circunstancias es difícil conocer la producción de gas con una precisión mayor del dos por ciento, variando la precisión promedio desde pocas, a varias unidades por ciento.

Los errores en las presiones se deben a errores en los medidores de presión y a las dificultades de promediarlas, especialmente cuando existen diferencias altas de presión a través del yacimiento. Errores adicionales resultan en la determinación de presión del yacimiento a partir de presiones medidas en la cabeza del pozo. Si el campo no se ha desarrollado totalmente, es lógico que la presión promedio corresponderá a la parte desarrollada, cuyo valor es menor que la presión promedio de todo el yacimiento. Cuando la producción de agua en pozos de gas es poca, generalmente no se tiene en cuenta; y cuando es significativa, se determina aproximadamente por medio de pruebas periódicas de los pozos.

Además de los errores incluidos en los datos que entran en la ecuación de balance de materiales, existen otros factores de menor importancia no considerados en la deducción de la ecuación. Estos son: variación del volumen del agua innata con presión, cambio de porosidad con la presión y liberación del gas disuelto en el agua innata con disminución de presión. Estos factores pueden incluirse en la ecuación de balance de materiales si así lo garantiza la precisión de los datos. La presencia de pequeñas, pero ignoradas cantidades de intrusión de agua, condensación retrógrada o ambos, también afectan los resultados. En las mejores circunstancias, los cálculos de balance de materiales del gas en el yacimiento rara vez tienen una precisión mayor del 5 por ciento, pudiendo ser mucho menor. Lo mismo ocurre con la estimación de reservas.

PROBLEMAS

1.1 a) A partir de la lista de elementos de la tabla 1.4, determinar los pesos moleculares de los seis primeros compuestos de la serie de hidrocarburos parafínicos: metano, CH_4 ; etano, C_2H_6 ; propano, C_3H_8 ; butano, C_4H_{10} ; pentano, C_5H_{12} , y hexano, C_6H_{14} .

b) ¿Cuál es el peso molecular de acetileno cuya fórmula es C_2H_2 ?

1.2. Los siguientes datos experimentales se obtuvieron en la determinación de la constante del gas. Un recipiente de vidrio evacuado—existe vacío en su interior—pesó 50,000 g. Cuando se llena con nitrógeno puro a 14,40 lpca y 60 °F, pesa 51,160 g, y cuando se llena con agua destilada a 60 °F pesa 1050,000 g. Determinar la constante del gas a partir de estos datos. Res.: 10,73.

1.3. Calcular el volumen que un mol-libra de gas ideal ocupará a: a) 14,7 lpca y 60 °F; b) 14,7 y 32 °F ;c) 14,7 lpca más 10 oz y 80 °F, y d) 15,025 lpca y 60 °F. Res.: 379,4; 359,0; 377,9; 371,2.

1.4. Un tanque de 1000 p³ contiene aire a 25 lpca y 140 °F. Calcular y presentar en forma tabular para comparación, el peso molecular, gravedad específica, moles-libra en el tanque, libras en el tanque, moléculas en el tanque, PCS a 14,7 lpca y 60 °F, PCS a 14,7 lpca y 32 °F, PCS a 14,7 lpca+10 oz y 80 °F, y PCS a 15,025 lpca y 60 °F, de los siguientes compuestos: aire, dióxido de carbono, metano y propano.

1.5. a) Definir cuatro formas en que puede especificarse una cantidad de un gas puro. b) ¿Cuáles son las tres formas en que un mol de gas puro puede definirse?

1.6. Un tanque de 500 p³ contiene 10 lb de metano y 20 lb de etano a 90 °F.

a) ¿Cuántos moles hay en el tanque? Res.: 1,292.

b) ¿Cuál es la presión del tanque en lpca? ¿lpcr? Res.: 15,25; 0,55 para un presión atmosférica de 14,7 lpca.

c) ¿Cuál es el peso molecular de la mezcla? Res.: 23,22.

d) ¿Cuál es la gravedad específica de la mezcla? Res.: 0,793.

1.7. Calcular el peso molecular del aire si contiene 78,06 por ciento nitrógeno, 21,00 por ciento oxígeno y 0,94 por ciento de argón; por volumen. Sugerencia: Calcúlese en base de un mol de aire. Obsérvese que en los gases el porcentaje molar y el porcentaje por volumen son los mismos. Res.: 28,97.

1.8. Determinar el peso molecular y gravedad específica de un gas compuesto por tres volúmenes iguales de metano, etano y propano. Res.: 30; 1,304.

1.9. Un bloque de hielo seco de 10 lb (CO_2 solidificado) se coloca en un tanque de 50 p³ que contiene aire a condiciones atmosféricas de 14,7 lpca y 75 °F. ¿Cuál será la presión final del tanque cerrado cuando todo el hielo seco se ha evaporado y el gas enfriado a 45 °F? Resp.: 38,47 lpca.

1.10. Un aparato soldador de un equipo de perforación consume acetileno (C_2H_2) obtenido en cilindros de acero de 20 lb de gas, cuyo costo es \$ 4,50 sin incluir el cilindro. Si un soldador usa 200 p³ por día medidos en base a una presión manométrica de 16 oz y temperatura de 85 °F, ¿cuál es el costo diario de acetileno? ¿Cuál es el costo por MPC a 14,7 lpca y 60 °F? Res.: \$ 3,14; \$ 15,40.

1.11. a) Un tanque de almacenamiento de 55.000 bl tiene un diámetro de 110 p y una altura de 35 p. Cuando se colocan bombas de succión de 20.000 bl por día de capacidad, el nivel de petróleo en el tanque está a 25 pies del fondo. El respirador y válvulas de seguridad se han obstruido de manera que comienza a formarse vacío en el tanque. Si el techo del tanque soporta 3/4 oz por pl², ¿cuánto tiempo transcurrirá antes de que se desplome? Presión barométrica: 29,1 pl de Hg. Ignórese el hecho de que el techo tenga forma cónica, y la posibilidad de que contenga goteras o escapes.

Sugerencia: Calcúlese el volumen inicial de aire en el tanque y el volumen a la presión de colapso. La diferencia entre estos volúmenes se emplea para calcular el tiempo de colapso. Debido a que los valores que entran en los cálculos son grandes y similares entre sí, las operaciones con regla de cálculo pueden dar una diferencia errónea. Res.: 3,9 min.

b) Calcular la fuerza total sobre el techo al tiempo del colapso.

c) Si el tanque hubiese contenido más petróleo, ¿en qué forma sería afectado el tiempo de colapso? Explicar.

1.12. ¿Cuál es el peso molecular de un gas que contiene 50 por ciento de C_1 , 30 por ciento de C_2 y 20 por ciento de C_3 ? Porcentaje por peso.

Sugerencia: Calcúlese en base de una mezcla de 100 lb. Respuesta: 21,83.

1.13. ¿Qué volumen ocupará 100 lb de un gas cuya gravedad específica es 0,75 (aire: 1,000) a 100 °F y 100 lpca? Res.: 276 p³.

1.14. Un tanque de 10 p^3 contiene etano a 25 lpca y un balón de 2 pies en diámetro lleno con metano a 35 lpca. Despreciando el volumen del caucho del balón y asumiendo condiciones isotérmicas, ¿cuál es la presión final en el tanque si se revienta el balón? Res.: 29,19 lpca.

1.15. a) ¿Qué porcentaje por peso de metano tiene un gas cuya gravedad específica es 0,65 y está compuesto sólo de metano y etano? ¿Cuál es el porcentaje por volumen? Res.: 67,8 por ciento; 79,6 por ciento.

b) Explicar por qué el porcentaje por volumen es mayor que el porcentaje por peso.

1.16. a) Un tanque de 1500 p^3 contiene metano a 30 lpca y 80°F y se le agregan: 1,80 moles de etano a 14,4 lpca y 60°F ; 25 lb de butano a 75°F ; $4,65 \times 10^{26}$ moléculas de propano a 30°F ; y 500 PCS (14,7 lpca y 60°F) de nitrógeno. Si la temperatura final de la mezcla es 60°F , ¿cuál será la presión final del tanque? Respuesta: 48,43 lpca.

b) ¿Cuál es el significado de las temperaturas dadas en parte a), con los moles de etano, las libras de butano, y los moles de propano? Explicar.

1.17. Un tanque de 50 p^3 contiene gas a 50 lpca y 50°F . Se conecta a otro tanque que contiene gas a 25 lpca y 50°F . Cuando se abre la comunicación, la presión se estabiliza a 25 lpca a 50°F . ¿Cuál es el volumen del segundo tanque? Res.: 75 p^3 .

1.18. ¿Cuál es el peso de una molécula de pentano? Res.: $26,3 \times 10^{-26} \text{ lbs}$.

1.19. Se obtuvo gas a 5,5 centavos por MPC a las condiciones de contrato de 14,4 lpca y 80°F . ¿Cuál es el precio equivalente a una temperatura de 60°F y presión de 15,025 lpca? Res.: 5,96 centavos.

1.20. ¿Cuál es el peso aproximado, en toneladas, de un MM PC de gas natural? Res.: 25 toneladas para una gravedad específica de 0,65.

1.21. Un cilindro está provisto de un pistón sin escapes y calibrado en tal forma que el volumen dentro del cilindro puede leerse en una escala sea cual fuere la posición del pistón. El cilindro se sumerge en un baño de temperatura constante, mantenida a 160°F ,

temperatura del yacimiento de gas Sabine. El cilindro se llena con 45.000 cm³ de gas medidos a 14,7 lpca y 60 °F. El volumen se reduce en los pasos indicados abajo, y, una vez alcanzada la temperatura de equilibrio, las presiones correspondientes se leen con un medidor de pesos muertos.

V, cm ³	2529	964	453	265	180	156,5	142,2
p, lpca	300	750	1500	2500	4000	5000	6000

a) Calcular y presentar en forma tabular los volúmenes ideales de los 45.000 cm³ a 160 °F y los factores de desviación del gas a cada presión.

b) Calcular el factor volumétrico del gas a cada presión, en pies cúbicos de espacio del yacimiento por pie cúbico normal de gas y también en pies cúbicos normales por pie cúbico de espacio en el yacimiento.

c) Dibujar en un mismo papel el factor de desviación y los factores volumétricos del gas calculados en parte b) como función de presión.

d) Expresar el factor volumétrico del gas a 2500 lpca y 160 °F en p³/PCS; PCS/p³; bl/PCS, y PCS/bl. Res.: 0,00590, 169,5, 0,00105, 952.

1.22. a) Si la gravedad del gas del campo Sabine es 0,65, calcular los factores de desviación desde cero hasta 6000 lpca a 160 °F, en incrementos de 1000 lb, usando la correlación de gravedad específica de gases de la figura 1.2.

b) Usando las presiones y temperaturas críticas de la tabla 1.5, calcular y dibujar los factores de desviación del gas del yacimiento Sabine a diferentes presiones y 160 °F. El análisis del gas es el siguiente

Componente	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅
Fracción molar ...	0,875	0,083	0,021	0,006	0,008	0,003	0,002
Componente	C ₆	C ₇ ⁺					
Fracción molar ...	0,001	0,001					

Usar el peso molecular y la presión y temperatura críticas del octano para los heptanos y compuestos más pesados. Dibujar los datos del problema 21 a) y problema 22 a) en un mismo papel para comparación.

c) ¿Por debajo de qué presión a 160 °F puede usarse la ley de los gases perfectos para el gas del campo Sabine con el fin de mantener los errores dentro de 2 por ciento? Res.: 180 lpca.

d) ¿Contendrá el yacimiento más PCS de un gas real que de un gas ideal a condiciones similares? Explicar.

1.23. El volumen de una celda—recipiente de prueba—de alta presión es $0,330 \text{ p}^3$ y contiene gas a 2500 lpca y 130°F , y a estas condiciones su factor de desviación es 0,75. Cuando se extraen 43,6 PCS de la celda medidos a 14,7 lpca y 60°F , por medio de un medidor de prueba de agua (wet test meter), la presión cae a 1000 lpca, y la temperatura permanece en 130°F . ¿Cuál es el factor de desviación del gas a 1000 lpca y 130°F ? Res.: 0,885.

1.24 a) Calcular el volumen total de la capa de gas de un yacimiento de 940 acres de extensión superficial, es decir, el área encerrada por la línea de nivel de espesor cero. Las áreas encerradas por las líneas isopacas 4, 8, 12, 16 y 20 pies son 752, 526, 316, 142 y 57 acres, respectivamente. El espesor máximo dentro de la línea isopaca de 20 pies es 23 pies. Res.: 8959 ac-p.

b) Demostrar que cuando la razón de las áreas encerradas por dos curvas de nivel sucesivas es 0,50, el error introducido empleando la fórmula trapezoidal es 2 por ciento mayor que empleando la fórmula piramidal.

c) ¿Qué error se introduce si se usa la fórmula trapezoidal en lugar de la piramidal cuando la relación de las áreas es 0,333? Respuesta: 4,7 por ciento.

1.25. Un yacimiento volumétrico de gas tiene una presión inicial de 4200 lpca, porosidad 17,2 por ciento y saturación de agua connata 23 por ciento. El factor volumétrico del gas a 4200 lpca es 292 PCS/pie cúbico y a 750 lpca es 54 PCS/ p^3 .

a) Calcular en base unitaria el gas inicial en el yacimiento en pies cúbicos normales. Res.: 1,68 MM PCS/ac-p.

b) Calcular en base unitaria la reserva inicial de gas en pies cúbicos standard asumiendo como presión de abandono 750 lpca. Res.: 1,37 MM PCS/ac-p.

c) Explicar porqué la reserva inicial calculada depende de la presión de abandono escogida.

d) Calcular la reserva inicial de una unidad de 640 acres si el promedio del espesor neto productivo es 34 pies, asumiendo una presión de abandono de 750 lpca. Res.: 29,8 MMM PCS.

e) Calcular el factor de recuperación en base a una presión de abandono de 750 lpca. Res.: 81,5 por ciento.

1.26. El pozo de descubrimiento número 1 y los número 2 y 4 producen gas de un yacimiento del campo Echo Lake, cuya profun-

didad es de 7500 pies, como lo muestra la fig. 1.10. Los pozos números 3 y 7 del yacimiento, a 7500 pies, resultaron secos; sin embargo, por medio de sus registros eléctricos y los del pozo número 1 se estableció la falla que sella el lado noreste del yacimiento. Los registros de los pozos números 1, 2, 4, 5 y 6 se emplearon para construir el mapa de la fig. 1.10, con el fin de localizar el contacto gas-agua y para determinar el promedio del espesor neto de la formación productora. Las *presiones estáticas* en la cabeza de los pozos productores prácticamente no disminuyeron durante los 18 meses anteriores a la perforación del pozo número 6, y promediaron cerca de 3400 lpca. Los siguientes datos se obtuvieron de registros eléctricos, análisis de núcleos, etc.

Profundidad promedio de los pozos=7500 pies

Presión promedio estática en la cabeza de los pozos=3400 lpca

Temperatura del yacimiento=175 °F

Gravedad específica del gas=0,700 (aire=1,00)

Porosidad promedio=27 por ciento

Saturación promedio de agua connata=22 por ciento

Condiciones normales=14,7 lpca y 60 °F

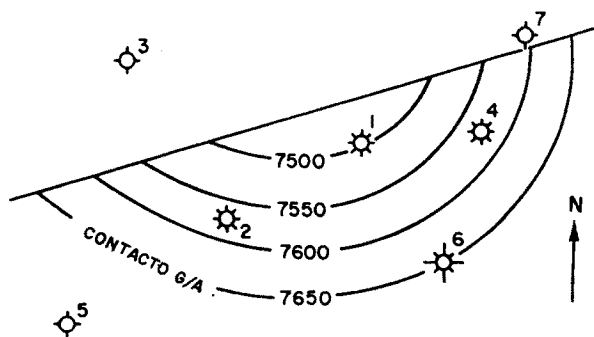


FIG. 1.10.—Mapa del subsuelo del campo Echo Lake.
Profundidad del yacimiento=7500 pies.

Volumen total de roca yacimiento productiva al tiempo que se perforó el pozo número 6=22.500 ac-p.

a) Calcular la presión del yacimiento a partir de la Ec. (1.12).
Res.: 4308 lpca.

b) Estimar el factor de desviación del gas y el factor volumétrico del gas en pies cúbicos normales por pie cúbico de yacimiento
Res.: 0,90; 249.

c) Calcular la reserva al tiempo que el pozo número 6 se per-

foró asumiendo una saturación residual de gas de 30 por ciento. Res.: 33,8 MMM PCS.

d) Discutir la localización del pozo número 1 con respecto a la recuperación total de gas.

e) Discutir el efecto de uniformidad de la formación productora sobre la recuperación total, por ejemplo, una formación de permeabilidad uniforme y otra compuesta de dos estratos de igual espesor, uno con una permeabilidad de 500 milidarcys y el otro de 100 milidarcys.

1.27. La arena "M" forma un pequeño yacimiento de gas con una presión inicial de fondo de 3200 lpca y temperatura de 220 °F. Se desea hacer un inventario del gas en el yacimiento a intervalos de producción de tres meses. Los datos de presión y producción y los factores volumétricos del gas en pies cúbicos del yacimiento por pie cúbico normal (14,7 lpca y 60 °F) son los siguientes:

Presión lpca	Producción cumulativa de gas MM PC	Factor volu- métrico del gas p^3/PCS
3200	0	0,0052622
2925	79	0,0057004
2525	221	0,0065311
2125	452	0,0077360

a) Asumiendo comportamiento volumétrico, calcular el gas inicial en el yacimiento a partir de los datos de producción al final de cada uno de los intervalos de producción. Res.: 1028, 1138 y 1414 MM PCS.

b) Explicar por qué los cálculos de la parte a) indican la presencia de un empuje hidrostático.

c) A partir de un gráfico entre producción cumulativa contra p/z , demostrar que existe un empuje hidrostático.

d) Basados en datos de registros eléctricos y de los núcleos, los cálculos volumétricos de la arena "M" muestran que el volumen inicial de gas en el yacimiento es 1018 MM PCS. Si la arena está sometida a un empuje hidrostático parcial, ¿cuál es el volumen de agua intruida al final de cada una de las etapas? No existe considerable producción de agua.

Res.: 756, 27.000 y 174.200 bl.

1.28. Cuando se inició la producción del campo de gas Sabine, la presión del yacimiento era 1700 lpca y la temperatura 160 °F. Des-

pués de producir 5,00 MMM PCS (14,7 lpca más 4 oz y 80 °F), la presión había caído a 1550 lpca. Si se asume el yacimiento bajo control volumétrico y usando los factores de desviación del problema 21, calcúlese lo siguiente:

a) El volumen poroso del yacimiento disponible para hidrocarburos. Res.: $433 \times 10^6 \text{ p}^3$.

b) El gas inicial en el yacimiento, en libras, si su gravedad específica es 0,65. Res.: 2,43 MMM lb.

c) El gas inicial en el yacimiento en PCS (14,7 lpca y 60 °F). Res.: 48,9 MMM PCS.

d) La producción de gas en PCS cuando la presión cae a 1550, 1400, 1100, 500 y 200 lpca. Representar gráficamente la recuperación acumulada como función de p/z. Res.: 4,9; 9,6; 18,7; 35,9; 43,9 MMM PCS.

e) A partir del gráfico en d), calcular cuánto gas puede descargarse sin usar compresores en un gasoducto de 750 lpca. Res.: 29,3 MMM PCS.

f) ¿Cuál es la caída de presión aproximada por MMM PCS producido? Res.: 32 lpca.

g) Calcular el *mínimo* de la reserva inicial si el error en la medición de gas es de ± 5 por ciento y si la desviación de las presiones promedias es de ± 12 lpca cuando se han producido 5 MMM PCS (14,7 lpca más 4 oz y 80 °F) y la presión del yacimiento ha caído a 1550 lpca. Res.: 41,4 MMM PCS.

1.29. Si durante la producción de 5,00 MMM PCS de gas en el problema anterior, se intruyen 4,00 MM bl de agua en el yacimiento y todavía la presión cae a 1550 lpca, ¿cuál es el gas inicial en el yacimiento? Comparar con el Probl. 28 (c). Res.: 26,1 MMM PCS.

1.30. a) El volumen total de la capa de gas del campo de petróleo St. John es de 17.000 ac-p cuando la presión del yacimiento ha disminuido a 634 lpca. El análisis de núcleos muestra una porosidad promedia de 18 por ciento, y una saturación promedia de agua intersticial de 24 por ciento. Se desea aumentar la recuperación de petróleo restableciendo la presión de la capa de gas a 1100 lpca. Asumiendo que no se disuelve gas adicional en el petróleo en esta operación, ¿cuál será el volumen requerido en PCS (14,7 lpca y 60 °F)? Los factores de desviación, tanto para el gas del yacimiento como para el gas inyectado son 0,86 a 634 lpca y 0,78 a 1100 lpca, ambos a 130 °F. Res.: 4,1 MMM PCS.

b) Si el factor de desviación del gas inyectado es 0,94 a 634 lpca y 0,88 a 1100 lpca, y los factores de desviación del gas del yacimiento

son los mismos de (a), calcúlese de nuevo el gas requerido. Res.: 3,6 MMM PCS.

c) ¿Es válida la suposición de que no se disuelve gas adicional en el petróleo del yacimiento?

d) Considerando la posibilidad que entre gas en solución y que ocurra producción de petróleo durante la operación de inyección, ¿es el valor calculado en (a) máximo o mínimo? Explicar.

d) Explicar por qué los factores de desviación del gas son mayores (menos desviación) para el gas inyectado en parte (b) que para el gas del yacimiento.

1.31. a) Un pozo se perfora en una capa de gas con el fin de usarlo en operaciones de reciclo, pero resulta en un bloque aislado de la falla. Después de inyectar 50 MM PCS (14,7 lpca y 60 °F), la presión aumenta de 2500 lpca a 3500 lpca. Los factores de desviación del gas son: 0,90 a 3500 y 0,80 a 2500 lpca; la temperatura de fondo es 160 °F. ¿Cuál es el volumen de gas, en pies cúbicos, almacenado en el bloque de la falla? Res.: 1,15 MM p³.

b) Si la porosidad promedia es 16 por ciento, la saturación promedia de agua connata, 24 por ciento, y el espesor medio de la formación productora, 12 pies, ¿cuál es la extensión superficial del bloque de la falla? Res.: 18 acres.

1.32. El volumen inicial de gas en el yacimiento de la arena "P" del campo Holden calculado a partir de datos de registros eléctricos y de núcleos es de 200 MMM PCS (14,7 lpca y 60 °F). La extensión superficial es 2250 acres, la presión inicial 3500 lpca y la temperatura 140 °F. Los datos de presión y producción son:

Presión, lpca	Producción, MMM PCS	Factor de desviación del gas a 140 °F
3500 (inicial)	0,0	0,85
2500	75,0	0,82

a) ¿Cuál es el volumen inicial del gas en el yacimiento a partir de los datos de presión y producción, asumiendo que no ocurre intrusión de agua? Res.: 289 MMM PCS.

b) Asumiendo espesor, porosidad y saturación de agua connata uniformes en la arena, y el volumen de gas en el yacimiento calculado en a) es correcto, ¿cuál es la extensión adicional en acres sobre los límites presentes de la arena "P"? Res.: 1000 acres.

c) Si, por otra parte, el gas en el yacimiento calculado a partir de registros eléctricos y datos de núcleos se asume correcto, ¿cuál

ha debido ser la intrusión de agua durante la producción de 75 MMM PCS para hacer que los dos valores concuerden? Res.: 22,8 MM bl.

1.33. Explicar por qué los cálculos iniciales de gas en el yacimiento tienden a incluir errores mayores durante la vida inicial de yacimientos de depleción. ¿En qué forma afectarán estos factores las predicciones: aumentándolas o disminuyéndolas? Explicar.

1.34. Un yacimiento de gas bajo un empuje hidrostático parcial produce 12,0 MMM PCS (14,7 lpca y 60 °F) cuando la presión promedio de yacimiento cae de 3000 lpca a 2200 lpca. En base al volumen del área invadida se estima que durante el mismo intervalo 5,20 MM bl de agua entran al yacimiento. Si el factor de desviación del gas es 0,88 a 3000 lpca y 0,78 a 2200 lpca a la temperatura de fondo de 170 °F, ¿cuál es el volumen inicial de gas en el yacimiento medido a 14,7 lpca y 60 °F? Res.: 42,9 MMM PCS.

1.35. Una formación productora de gas tiene un espesor uniforme de 32 pies, una porosidad de 19 por ciento y una saturación de agua connata de 26 por ciento. El factor de desviación del gas es 0,83 a la presión inicial del yacimiento de 4450 lpca y temperatura de 175 °F. (Condiciones normales: 14,7 lpca y 60 °F.)

a) Calcular el gas inicial en el yacimiento por acre-pie de roca de yacimiento total. Res.: 1,83 MM PCS.

b) ¿Cuántos años necesitará un pozo para agotar el 50 por ciento de una unidad de 640 acres con una rata de producción de 3 MM PCS/día? Res.: 17,1 años.

c) Si el yacimiento tiene un empuje hidrostático activo de manera que la disminución de la presión del yacimiento es despreciable, y durante la producción de 50,4 MMM PCS de gas, medidos a 14,7 lpca y 60 °F, el agua invade 1280 acres, ¿cuál es la recuperación en porcentaje con empuje hidrostático? Res.: 67,24 por ciento.

d) ¿Cuál es la saturación de gas, como porcentaje del espacio poroso total, en la parte invadida de agua del yacimiento? Res.: 24,24 por ciento.

1.36. Calcular la producción diaria de gas, incluyendo los equivalentes de gas del condensado y del agua, para un yacimiento con los siguientes datos de producción diaria:

Producción de gas del separador=6 MM PCS.

Producción de condensado=100 BF (barriles fiscales o a condiciones normales).

Producción de gas del tanque de almacenamiento=21 M PCS.

Producción de agua dulce=10 bls.

Presión inicial del yacimiento=6000 lpca.

Presión actual del yacimiento=2000 lpca.

Temperatura del yacimiento=225 °F.

Contenido de vapor de agua a 6000 lpca y 225 °F=0,86 bl/MM PCS.

Gravedad del condensado=50 °API.

Res.: 6,134 MM PCS.

BIBLIOGRAFIA

- ¹ K. C. Sclater y B. R. Stephenson, "Measurements of Original Pressure, Temperature and Gas-Oil Ratio in Oil Sands", *Trans. AIME* (1928-29), 82, 119.
- ² C. V. Millikan y Carrol V. Sidwell, "Bottom-hole Pressures in Oil Wells", *Trans. AIME* (1931), 92, 194.
- ³ G. H. Fancher, J. A. Lewis y K. B. Barnes, "Some Physical Characteristics of Oil Sands", *The Pennsylvania State College*, Bull. 12 (1933), p. 65.
- ⁴ R. D. Wyckoff, H. G. Botset, M. Muskat y D. W. Reed, "Measurement of Permeability of Porous Media", *Bull. AAPG* (1934), 18, N.º 2, p. 161.
- ⁵ R. D. Wyckoff y H. G. Botset, "The Flow of Gas-Liquid Mixtures Through Unconsolidated Sands", *Physics* (1936), 7, 325.
- ⁶ M. C. Leverett y W. B. Lewis, "Steady Flow of Oil-Gas-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", *Trans., AIME* (1941), 142, 107.
- ⁷ Ralph J. Schilthuis, "Technique of Securing and Examining Sub-Surface Samples of Oil and Gas", *Drilling and Production Practice*, API (1935), páginas 120-126.
- ⁸ Howard C. Pyle y P. H. Jones, "Quantitative Determination of the Connate Water Content of Oil Sands", *Drilling and Production Practice*, API, (1936), pp. 171-180.
- ⁹ Ralph J. Schilthuis, "Connate Water in Oil and Gas Sands", *Trans. AIME* (1938), 127, 199-214.
- ¹⁰ C. V. Millikan, "Temperature Surveys in Oil Wells", *Trans. AIME* (1941), 142, 15.
- ¹¹ Ralph J. Schilthuis, "Active Oil and Reservoir Energy", *Trans., AIME* (1936), 118, 33.
- ¹² Stewart Coleman, H. D. Wilde, Jr. y Thomas W. Moore, "Quantitative Effects of Gas-Oil Ratios on Decline of Average Rock Pressure", *Trans. AIME* (1930), 86, 174.
- ¹³ W. Hurst, "Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance", *Trans. AIME* (1943), 151, 57.
- ¹⁴ A. F. Van Everdingen y W. Hurst, "Application of the LaPlace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", *Trans. AIME* (1949), 186, 305.
- ¹⁵ J. Tarner, "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil", *Oil Weekly*, June 12, 1944, 144, N.º 2, 32-44.
- ¹⁶ S. E. Buckley y M. C. Leverett, "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", *Trans. AIME* (1942), 146, 107-117.
- ¹⁷ M. Muskat, "The Production Histories of Oil Producing Gas-Drive Reservoirs", *Journal of Applied Physics* (1945), 16, 147.
- ¹⁸ T. V. Moore, "Reservoir Engineering Begins Second 25 Years", *The Oil and Gas Journal* (1955), 54, N.º 29, 148.
- ¹⁹ Norman J. Clark y Arthur J. Wessely, "Coordination of Geology and

Reservoir Engineering—A Growing Need for Management Decisions”, Presented before API, *Division of Production*, March, 1957.

²⁰ *Principles of Petroleum Conservation*, Engineering Committee, Interstate Oil Compact Commission (1955), p. 2.

²¹ Letter Symbols for Petroleum Reservoir Engineering, *Trans. AIME* (1956), 207, p. 367-368.

²² API Recommended Practice for Oil-Mapping, *American Petroleum Institute*, API RP 35, Abril (1957).

²³ C. Kenneth Eilerts y Others, *Phase Relations of Gas-Condensate Fluids*, U. S. Bureau of Mines Monograph 10, Vol. I (Nueva York: American Gas Association, 1957), 427-434.

²⁴ Henry J. Gruy y Jack A. Crichton, “A Critical Review of Methods Used in the Estimation of Natural Gas Reserves”, *Trans AIME* (1949), 179, 249-263.

²⁵ George Granger Brown, Donald Laverne Katz, George B. Oberfell, Richard C. Alden, *Natural Gasoline and Volatile Hydrocarbons* (Tulsa: Natural Gasoline Association of America, 1948), 44.

²⁶ Norman L. Carr, Riki Kobayashi y David B. Burrows, “Viscosity of Hydrocarbon Gases under Pressure”, *Trans. AIME* (1954), 201, 270.

²⁷ Marshall B. Standing y Donald L. Katz, “Density of Natural Gases”, *Trans. AIME* (1942), 146, 144.

²⁸ John R. Spencer y William L. Boyd, “New Method of Direct Determination of Bottom-Hole Pressures”, *The Oil and Gas Journal* (1952), 51, N.º 27, 122-123.

²⁹ Yusuf K. Sukkar y David Cornell, “Direct Calculation of Bottom-Hole Pressures in Natural Gas Wells”, *Trans. AIME* (1955), 204, 43-48.

³⁰ Harold Vance, *Elements of Petroleum Subsurface Engineering* (Saint Louis: Educational Publishers Incorporated, 1950).

³¹ L. W. LeRoy, *Subsurface Geologic Methods*, Second Ed. (Golden: Colorado School of Mines, 1950).

³² B. J. Dotson, R. L. Slobod, P. N. McCreery y James W. Spurlock, “Porosity-Measurement Comparisons by Five Laboratories”, *Trans. AIME* (1951), 192, 344.

³³ M. C. Leverett, “Capillary Behavior in Porous Solids”, *Trans. AIME* (1941), 142, 142-168.

³⁴ W. A. Bruce y H. J. Welge, “The Restored-State Method for Determination of Oil in Place and Connate Water”, *Drilling and Production Practice*, API (1947), 166-173.

³⁵ J. J. McCullough, F. W. Albaugh y P. H. Jones, “Determination of the Interstitial-Water Content of Oil and Gas Sand by Laboratory Tests of Core Samples”, *Drilling and Production Practice*, API (1944), 180.

³⁶ E. S. Messer, “Interstitial Water Determination by and Evaporation Method”, *Trans. AIME* (1951) 192, 269-274.

³⁷ G. E. Archie, “The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics”, *Trans. AIME* (1942) 146, 54-61.

³⁸ H. H. Kaveler, “Engineering Features of the Schuler Field and Unit Operation”, *Trans. AIME* (1944), 155, 73.

³⁹ T. M. Geffen, D. R. Parrish, G. W. Haynes y R. A. Morse, “Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding”, *Trans. AIME* (1952), 195, 37.

⁴⁰ M. B. Standing, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems* (Nueva York: Reinhold Publishing Corporation, 1952), 119.

⁴¹ Eugene L. McCarthy, William L. Boyd y Lawrence S. Reid, “The Water Vapor Content of Essentially Nitrogen-Free Natural Gas Saturated at Various Conditions of Temperature and Pressure”, *Trans. AIME* (1950), 189, 241-242.

II. YACIMIENTOS DE CONDENSADO DE GAS

1. INTRODUCCIÓN

La producción de condensado de gas puede considerarse una fase intermedia entre petróleo y gas. Los yacimientos petrolíferos tienen un contenido de gas disuelto que varía desde cero («petróleo muerto») a unos pocos miles de pies cúbicos por barril, mientras que en yacimientos de gas un barril de líquido (condensado) se vaporiza en 100.000 o más pies cúbicos de gas a condiciones normales; por consiguiente, una pequeña o insignificante cantidad de hidrocarburo líquido se obtiene en los separadores en superficie. La producción de condensado de gas es predominantemente *gas*, del cual se *condensa* líquido en los separadores de superficie; de ahí el nombre de condensado de gas. El líquido se denomina, muchas veces, por el nombre antiguo, *destilado*, y, a veces, simplemente, por petróleo; ya que también es un petróleo. Pueden definirse los yacimientos de condensado de gas como aquellos que producen líquidos de color pálido o incoloros, con gravedades por encima de 45 °API y razones gas-petróleo en el intervalo de 5.000 a 100.000 PCS/bl. Allen ^{*.1} ha observado que es inapropiado clasificar los pozos y yacimientos según las razones gas-petróleo de superficie, ya que la clasificación adecuada de yacimientos depende de: (a) composición de la acumulación o mezcla de hidrocarburos y (b) temperatura y presión de la acumulación en el yacimiento. Se han descubierto yacimientos, que contienen todos los diferentes tipos de hidrocarburos y, algunas veces, varios otros compuestos en casi todas las proporciones concebibles. Además, como las temperaturas y presiones aumentan con profundidad, sus ratas de crecimiento (gradientes) varían considerablemente de una región a otra. Por tanto, existe una amplia variedad de combinaciones de presión y temperatura en los yacimientos na-

* Referencias citadas a través del libro se incluyen al final de cada capítulo.

turales. Debido a esto, no existen líneas divisorias precisas para clasificar los yacimientos. Más bién, se combinan entre sí, e incluso se superponen, creando a veces problemas técnicos y legales.

TABLA 2.1. *Composición molar y otras propiedades de fluidos típicos monofásicos (una fase) encontrados en yacimientos*

Componente	Petróleo negro	Petróleo volátil	Condensado de gas	Gas seco	Gas
C ₁	48,83	64,36	87,07	95,85	86,67
C ₂	2,75	7,52	4,39	2,67	7,77
C ₃	1,93	4,74	2,29	0,34	2,95
C ₄	1,60	4,12	1,74	0,52	1,73
C ₅	1,15	2,97	0,83	0,08	0,88
C ₆	1,59	1,38	0,60	0,12	—
C ₇ ⁺	42,15	14,91	3,80	0,42	—
	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Peso molecular, C ₇ ⁺	225	181	112	157	—
RGP, PCS/bl	625	2.000	18.200	105.000	Inf.
Gravedad a condiciones normales, °API	34,3	50,1	60,8	54,7	—
Color del fluido	Negro verdoso	Anaranjado natural	Pajizo claro	Cristal agua	—

La tabla 2.1 presenta las composiciones molares y algunas propiedades adicionales de cinco fluidos monofásicos de yacimientos. El tipo de petróleo volátil es intermedio entre el condensado de gas y los tipos de petróleo negro o pesado. Cuando la producción va acompañada de razones gas-petróleo en exceso de 100.000 PCS/bl, al fluido comúnmente se le denomina *gas seco* o *pobre*, aunque no existe una línea divisoria determinada. En asuntos de carácter legal se denominan pozos de gas estatuidos los de razones gas-petróleo mayores a 100.000 PCS/bl, es decir, 10 bl/MM PC. El término *gas húmedo* se emplea a veces con el mismo significado que condensado de gas. Existe la tendencia general de observar en los fluidos el contenido de metano, heptanos y compuestos más pesados, las razones gas-petróleo, y el color de los líquidos a condiciones standard. Mientras que existe una buena correlación entre el peso molecular de los heptanos y compuestos más pesados, y la gravedad del líquido a condiciones normales, prácticamente no existe correlación alguna entre las razones gas-petróleo y las gravedades de los líquidos a condiciones normales, excepto que la mayoría de los petróleos negros tienen razones gas-petróleo por debajo de 1.000 PCS/bl y gravedades de líquido fiscal inferiores a 45 °API. Las razones gas-petróleo son buena indicación de la composición general del fluido: razones gas-petróleo

altas están asociadas con concentraciones bajas de pentanos y compuestos más pesados, y viceversa.

Las razones gas-petróleo de la tabla 2.1 corresponden a la producción inicial de fluidos monofásicos del yacimiento que producen a través de uno o más separadores en la superficie. Estos separadores funcionan a varias temperaturas y presiones, que pueden variar considerablemente de acuerdo con los diferentes tipos de producción. Las razones gas-petróleo y, por consiguiente, la gravedad API del líquido producido varían de acuerdo con el número de separadores, temperaturas y presiones de operación de los mismos, en tal forma que un operador puede medir una razón gas-petróleo diferente a la de su vecino, aunque ambos pozos produzcan el mismo fluido de yacimiento. Además, en yacimientos de petróleo negro, petróleo volátil y algunos de condensado de gas, a medida que la presión disminuye, generalmente existe un aumento considerable en la razón gas-petróleo debido a los mecanismos del yacimiento que controlan el flujo relativo de petróleo y gas hacia los pozos. El rendimiento del separador, generalmente, también decrece al disminuir la presión de flujo en la cabeza del pozo, contribuyendo en esta forma al aumento en las razones gas-petróleo.

Lo discutido anteriormente se aplica a yacimientos cuyo fluido inicialmente es monofásico. Las razones gas-petróleo iniciales obtenidas en la producción de pozos terminados en yacimientos con fluido bifásico (de dos fases), ya sea en la capa de gas o en la zona de petróleo, dependerán, como se vio antes, de las composiciones de los hidrocarburos de la capa de gas y de la zona de petróleo, así como de la temperatura y presión del yacimiento. La capa de gas puede contener condensado de gas o gas seco, mientras que la zona de petróleo puede contener petróleo negro o petróleo volátil. Naturalmente, si un pozo se termina en ambas zonas—la zona de gas y la zona de petróleo—la producción consistirá de una mezcla de las dos. Algunas veces esto es inevitable, como en el caso en que las zonas de gas y petróleo tienen sólo unos pocos pies de espesor. Aun cuando un pozo se termina sólo en la zona de petróleo, puede ocurrir conificación de gas por bajo de la capa de gas superpuesta, aumentando en esta forma, la razón gas-petróleo producida.

Al alcanzar mayores profundidades en pozos perforados en muchas áreas, la tendencia de los descubrimientos ha sido hacia yacimientos de tipos de gas y de condensado de gas. La figura 2.1, basada en datos de pruebas de pozos incluidos en la publicación *Rinehart's Yearbooks*², muestra la tendencia de descubrimientos en 17 jurisdicciones en el suroeste de Luisiana para el período 1952-56 inclusive. Tomando como base las razones gas-petróleo de las pruebas de los pozos y la gravedad API del líquido producido, los yacimientos se

dividieron en dos tipos: de petróleo y de gas o de condensado de gas. Mientras que los descubrimientos de petróleo predominan a profundidades menores de 8.000 pies, los descubrimientos de yacimientos de gas y de condensado de gas predominan a profundidades mayores de 10.000 pies. La disminución de descubrimientos a profundi-

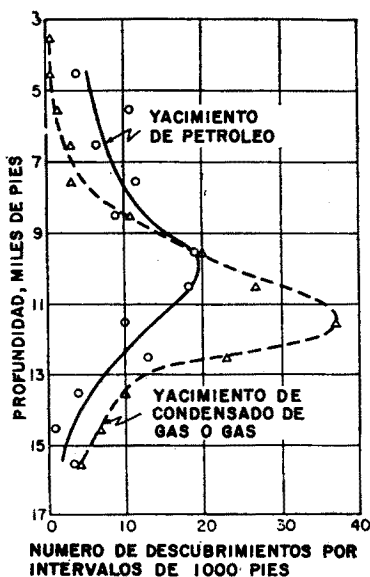


FIG. 2.1.—Tendencia de descubrimientos de yacimientos de petróleo y de gas o condensado de gas como función de profundidad, en 17 jurisdicciones del suroeste de Louisiana durante el período 1952-1956, inclusive. (Datos obtenidos de Rinehart's Yearbooks)².

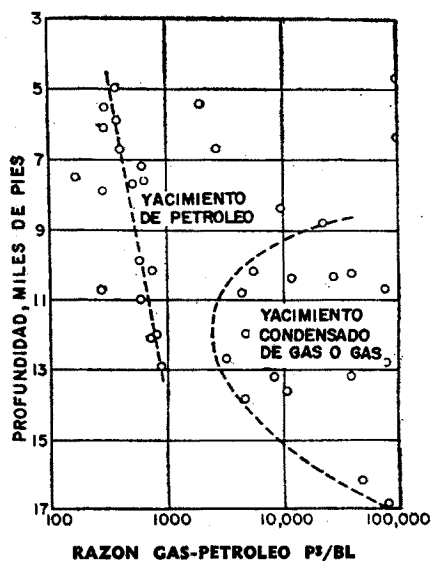


FIG. 2.2.—Gráfico que indica la tendencia de aumento de la razón gas-petróleo con la profundidad, en 17 jurisdicciones del suroeste de Louisiana durante 1955. (Datos obtenidos de Rinehart's Yearbooks)².

dades mayores a 12.000 pies se debe al menor número de pozos perforados por debajo de esta profundidad, y no la ausencia de hidrocarburos. La figura 2.2 muestra los mismos datos para el año 1955, donde la razón gas-petróleo se presenta como función de profundidad. La línea discontinua, marcada con "petróleo", indica la tendencia general del gas en solución en el petróleo a medida que la presión (profundidad) aumenta, y la curva envolvente, en la esquina derecha inferior, encierra los descubrimientos que probablemente sean yacimientos de gas o de condensado de gas.

Muskat³, Standing⁴, Thornton⁵ y Eilerts⁶ estudiaron las propie-

TABLA 2.2. Intervalos de valores de razones gas-petróleo y de gravedades de petróleos a condiciones normales para 172 campos de gas y de condensado de gas de Texas, Luisiana y Misipi

Intervalo en la razón gas-líquido, GPM *	Intervalo en la razón gas-petróleo, M PCS/bl	Número de campos			Total	Porcentaje del total
		Texas	Luisiana	Misipi		
<0,4	>105	38	12	7	57	33,1
0,4 a 0,8	52,5 a 105	33	18	5	55	32,0
0,8 a 1,2	35,0 a 52,5	12	15	4	32	18,6
1,2 a 1,6	26,2 a 35,0	1	8	1	10	5,8
1,6 a 2,0	21,0 a 26,2	1	3	1	5	2,9
>2,0	<21,0	2	5	6	13	7,6
		87	61	24	172	100,0
Intervalo de la gravedad a cond. fiscales °API						
	<40	2	1	0	3	1,8
	40-45	4	2	0	6	3,6
	45-50	12	12	0	24	14,6
	50-55	23	17	7	47	28,5
	55-60	24	13	12	49	29,7
	60-65	19	8	3	30	18,2
	>65	3	1	2	6	3,6
		87	54	24	165	100,0

* Galones por 1.000 pies cúbicos de gas a condiciones standard.

dades y comportamientos de yacimientos de condensado de gas. La tabla 2.2, tomada de Eilerts⁶, muestra la distribución de la razón gas-petróleo y la gravedad API para 172 campos de gas y de condensado de gas en Texas, Luisiana y Misisipi. Él concluyó que para estos campos no existía correlación entre la razón gas-petróleo y la gravedad API del líquido a condiciones standard.

2. CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON LOS DIAGRAMAS DE FASES (COMPOSICIÓN)

Desde un punto de vista más técnico, los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del yacimiento con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan temperatura y presión. La figura 2.3 es uno de estos diagra-

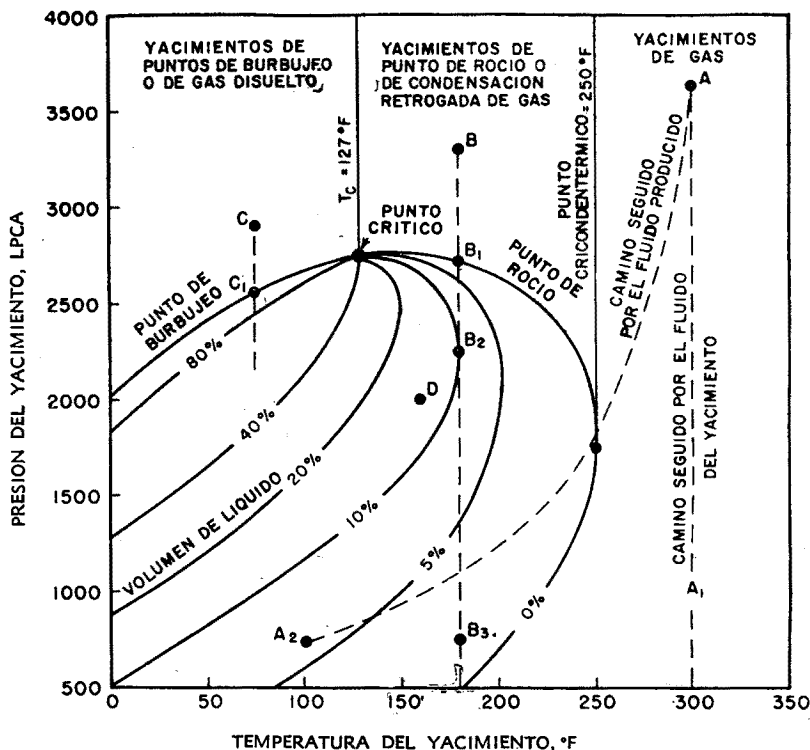


FIG. 2.3.—Diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura para un fluido de yacimiento.

mas—diagrama de fases PT—para un determinado fluido de un yacimiento. El área encerrada por las curvas del punto de burbujeo y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo, para cualquier presión y temperatura. Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la acumulación.

Consideremos un yacimiento con el fluido de la figura 2.3, a una temperatura de 300 °F y presión inicial de 3.700 lpca, punto A. Como dicho punto se encuentra fuera de la región de dos fases, el fluido se hallará inicialmente en estado de una sola fase (monofásico), comúnmente llamado gas. Como el fluido que queda en el yacimiento durante la producción permanece a 300 °F, es evidente que el fluido permanecerá en estado de una sola fase o estado gaseoso a medida que la presión disminuya a lo largo de la trayectoria A-A₁. Más aún, la composición del fluido producido por el pozo no variará a medida que el yacimiento se agota. Esto será cierto para cualquier acumulación de esta composición, donde la temperatura del yacimiento excede el punto cricodentérmico o máxima temperatura a la cual pueden existir dos fases, o sea, 250 °F para el ejemplo considerado. Aunque el fluido que queda en el yacimiento permanecerá en estado monofásico, el fluido producido al pasar del fondo del pozo a los separadores en la superficie, aunque de la misma composición, pueden entrar en la región de dos fases, debido a la disminución de la temperatura, como lo representa la línea A-A₂. Esto explica la producción de líquido condensado en la superficie a partir de un gas en el yacimiento. Es lógico que si el punto cricodentérmico de un fluido está por debajo, por ejemplo, de 50 °F, sólo existirá gas en la superficie a las temperaturas normales de ambiente, y la producción se denominará de gas seco. No obstante, la producción puede aún contener fracciones líquidas que pueden removerse por separación a baja temperatura o por plantas de recuperación de gasolina del gas natural.

Consideremos de nuevo un yacimiento con el mismo fluido de la figura 2.3, pero a una temperatura de 180 °F y presión inicial de 3.300 lpca, punto B. Aquí la temperatura del yacimiento excede la temperatura crítica y, como antes, el fluido se encuentra en estado monofásico denominada fase gaseosa o simplemente gas. A medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido producido será la misma que la del fluido del yacimiento A, y permanecerá constante hasta alcanzar la presión del punto del rocío, a 2.545 lpca, punto B₁. Por debajo de esta presión, se condensa

líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío; de allí que este tipo de yacimiento comúnmente se le denomine yacimiento de punto de rocío. Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido. Como el líquido condensado se adhiere al material sólido o paredes de los poros de la roca, permanecerá inmóvil. Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido líquido menor, aumentando la razón gas-petróleo de producción. Este proceso, denominado condensación *retrógrada*, continúa hasta alcanzar un punto de máximo volumen líquido, 10 por ciento a 2.250 lpca, punto B_2 . Se emplea el término *retrógrado* porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. En realidad, una vez que se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido producido varía, la composición del fluido remanente en el yacimiento también cambia, y la curva envolvente comienza a desviarse. El diagrama de fases de la figura 2.3 representa una mezcla y sólo una mezcla de hidrocarburos. Desgraciadamente, para recuperación máxima de líquido, esta desviación es hacia la derecha, lo que acentúa aún más la pérdida de líquido *retrógrado* en los poros de la roca del yacimiento.

Si ignoramos por el momento esta desviación en el diagrama de fases, desde el punto de vista cualitativo, la *vaporización* del líquido formado por condensación *retrógrada* (líquido *retrógrado*) se presenta a partir de B_2 hasta la presión de abandono B_3 . Esta revaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución en las razones gas-petróleo en la superficie. La pérdida neta de líquido *retrógrado* es evidentemente mayor para: (a) menores temperaturas en el yacimiento; (b) mayores presiones de abandono, y (c) mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha, lo cual es, naturalmente, una propiedad del sistema de hidrocarburos. En cualquier tiempo, el líquido producido por condensación *retrógrada* en el yacimiento está compuesto, en gran parte, de un alto porcentaje (por volumen) de metano y etano, y es mucho mayor que el volumen de líquido estable que pudiera obtenerse por condensación del fluido del yacimiento a presión y temperatura atmosféricas. La composición del líquido producido por condensación *retrógrada* cambia a medida que la presión disminuye, de manera que 4 por ciento del volumen líquido *retrógrado* a una presión, por ejemplo, de 750 lpca puede contener un condensado estable a condiciones de superficie equivalente a 6 por ciento del volumen *retrógrado* a 2.250 lpca.

Si la acumulación ocurre a 3.000 lpca y 75 °F, punto C, el fluido del yacimiento se encuentra en estado monofásico, denominado en este caso líquido, debido a que la temperatura está por debajo de la temperatura crítica. Este tipo de yacimiento se denomina de punto de

burbujeo, ya que a medida que la presión disminuye se alcanzará el punto de burbujeo, en este caso 2.550 lpca, punto C_1 . Por debajo del punto de burbujeo aparecen burbujas, o una fase de gas libre. Eventualmente, el gas libre comienza a fluir hacia el pozo, aumentando continuamente. Inversamente, el petróleo fluye cada vez en cantidades menores, y cuando el yacimiento se agota queda aún mucho petróleo por recuperar. Otros nombres empleados para este tipo de yacimiento de líquido (petróleo) son: yacimiento de depleción, de gas disuelto, de empuje por gas en solución, de dilatación o expansión y de empuje por gas interno.

Finalmente, si la misma mezcla de hidrocarburos ocurre a 2.000 lpca y 150 °F, punto D , existe un yacimiento de dos fases, que contiene una zona de líquido o de petróleo con una zona o capa de gas en la parte superior. Como las composiciones de las zonas de gas y de petróleo son completamente diferentes entre sí, pueden representarse separadamente por diagramas de fases individuales (que tendrán poco común entre sí) o con el diagrama de la mezcla. Las condiciones de la zona líquida o de petróleo serán las del punto de burbujeo y se producirá como un yacimiento de punto de burbujeo, modificado por la presencia de la capa de gas. Las condiciones de la capa de gas serán las del punto de rocío y puede ser retrógrada o no retrógrada, como se ilustra en las figuras 2.4(a) y 2.4(b), respectivamente.

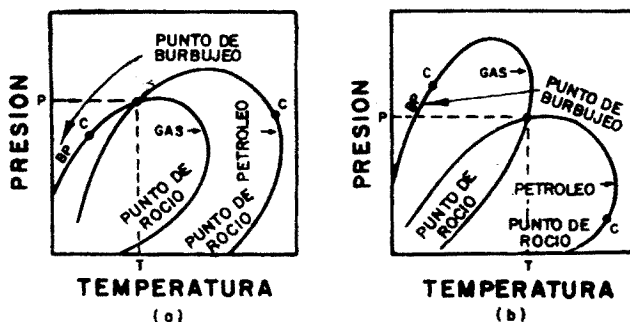


FIG. 2.4.—Diagramas de fases para el fluido de un yacimiento con capa de gas y zona de petróleo; (a) capa de gas retrógrada, y (b) capa de gas no retrógrada.

En base a lo discutido en los párrafos anteriores y desde un punto de vista más técnico, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico (A, B y C) o en estado

bifásico (*D*), de acuerdo con la posición relativa de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases. En depleción volumétrica (donde no existe intrusión de agua) estos diferentes yacimientos monofásicos pueden comportarse: 1) como yacimientos simples o normales de gas (*A*), donde la temperatura del yacimiento excede el cricondentérmico; 2) como yacimientos de condensación retrógrada (de punto de rocío) (*B*), donde la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura del punto cricondentérmico o 3) como yacimientos de gas disuelto (de punto de burbujeo) (*C*), donde la temperatura del yacimiento está por debajo de la temperatura crítica. Cuando la presión y temperatura caen dentro de la región de dos fases, existirá una zona de petróleo con una capa de gas en la parte superior. La zona de petróleo producirá como un yacimiento de petróleo de punto de burbujeo y la capa de gas como un yacimiento monofásico de gas (*A*) o como un yacimiento retrogrado de gas (*B*).

3. CÁLCULO DEL PETRÓLEO Y GAS INICIALES EXISTENTES EN UN YACIMIENTO DE CONDENSADO DE GAS

El petróleo (condensado) y gas iniciales existentes en yacimientos de condensado de gas, tanto en yacimiento retrógrados como en los no retrógrados, puede calcularse a partir de datos de campo generalmente disponibles, recombinando el petróleo y gas producidos en la proporción correcta para encontrar la gravedad específica promedia (aire=1,00) del fluido total del pozo, que probablemente se produce inicialmente de un yacimiento monofásico. También puede emplearse el método para calcular el petróleo inicial y gas de la capa de gas.

Sea: R = razón inicial gas-petróleo de producción en la superficie, PCS de gas seco por barril de petróleo (condensado).

γ_0 = gravedad específica del petróleo fiscal (agua=1,00).

M_0 = peso molecular del petróleo (condensado) fiscal.

γ_g = gravedad específica promedia del gas producido del separador en la superficie (aire=1,00).

Condiciones standard=14,7 lpca y 60 °F; volumen molar=379,4 p³/mol.

En base de un barril de petróleo fiscal y R PCS de gas seco o del separador, el peso del fluido total del pozo, m_w en libras es

$$\begin{aligned} m_w &= \frac{R \times \gamma_o \times 28,97}{379,4} + 350 \gamma_o \\ &= 0,07636 R \gamma_o + 350 \gamma_o \end{aligned}$$

Los moles totales de fluido en un barril de petróleo y R PCS de gas son

$$\begin{aligned} n_t &= \frac{R}{379,4} + \frac{350 \gamma_o}{M_o} \\ &= 0,002636 R + 350 \gamma_o / M_o \end{aligned}$$

Luego el peso molecular del fluido del pozo M_w es

$$M_w = \frac{m_w}{n_t} = \frac{0,07636 R \gamma_o + 350 \gamma_o}{0,002636 R + 350 \gamma_o / M_o}$$

y la gravedad específica del fluido del pozo es $M_w/28,97$, ó

$$\gamma_w = \frac{R \gamma_o + 4584 \gamma_o}{R + 132,800 \gamma_o / M_o} \quad (2.1)$$

La gravedad específica del petróleo fiscal se calcula a partir de la gravedad API del petróleo fiscal usando la siguiente ecuación

$$\gamma_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \quad (2.2)$$

Cuando no se conoce el peso molecular del petróleo fiscal, puede calcularse usando la siguiente ecuación, desarrollada por Cragoe⁷:

$$M_o = \frac{44,29 \gamma_o}{1,03 - \gamma_o} = \frac{6084}{API - 5,9} \quad (2.3)$$

El ejemplo 2.1 muestra el empleo de la ecuación (2.1) para calcular el petróleo y gas iniciales existente por acre-pie en un yacimiento de condensado de gas a partir de los datos generales de producción. Para obtener resultados más exactos, el volumen de gas debe incluir el de todos los separadores incluyendo los vapores del tanque de almacenamiento y no sólo el gas proveniente del separador principal de alta presión. La gravedad del gas debe consistir, por lo tanto, del

promedio de todos los gases producidos. El factor de desviación del gas a la presión y temperatura iniciales del yacimiento se estima a partir de la gravedad del gas de la muestra recombinada de gas y petróleo, como se vio en el Capítulo I, Sección 8. A partir del factor de desviación del gas estimado y de la temperatura, presión, porosidad y agua innata del yacimiento, pueden calcularse los moles de hidrocarburos por acre-pie neto, y usando este valor, puede calcularse el petróleo y gas iniciales en el yacimiento.

Ejemplo 2.1. Calcular el petróleo y gas inicial en el yacimiento por acre-pie neto de un yacimiento de condensado de gas.

Datos:

Presión inicial	2.740 lpca
Temperatura del yacimiento	215 °F
Porosidad promedia	25 por ciento
Saturación promedia de agua innata	30 por ciento
Producción diaria de petróleo fiscal	242 bl
Gravedad del petróleo, 60 °F	48 °API
Producción diaria de gas del separador	3.100 MPC
Gravedad específica del gas del separador	0,650
Producción diaria de gas del tanque a cond. fiscales	120 MPC
Gravedad específica del gas del tanque	1,20

SOLUCIÓN:

Gravedad específica promedia del gas=

$$= \frac{3100 \times 0,650 + 120 \times 1,20}{3100 + 120} = 0,670$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{48,0 + 131,5} = 0,7883 \text{ (Ec. 2.2)}$$

$$M_o = \frac{6084}{48,0 - 5,9} = 144,5 \text{ (Ec. 2.3)}$$

$$R = \frac{3100 + 120}{242} \times 1000 = 13.300 \text{ PCS/bl}$$

$$\gamma_w = \frac{13.300 \times 0,670 + 4584 \times 0,7883}{13.000 + 132.800 \times 0,7883 / 144,5} = 0,893 \text{ (Ec. 2.1)}$$

De la figura 1.2, $T_c = 425^\circ\text{R}$ y $p_c = 652$ lpca usando las curvas de fluidos condensados. Luego $T_r = 1,59$ y $p_r = 4,20$, de donde, usando la figura 1.3, se obtiene el factor de desviación del gas, 0,82 a 2740 lpca y 215 °F. Por tanto, el gas inicial en el yacimiento por acre-

pie de roca disponible para hidrocarburos en el yacimiento es

$$G = \frac{379,4 \text{ pV}}{zRT} = \frac{379,4 \times 2740 \times 43.560 \times 0,25 \times (1 - 0,30)}{0,82 \times 10,73 \times 675}$$

$$= 1334 \text{ MPC/ac-p}$$

Como la fracción por volumen es igual a la fracción molar, la fracción de gas producida en superficie en base a la producción total es

$$f_g = \frac{n_g}{n_o + n_g} = \frac{R/379,4}{R/379,4 + 350 \gamma_o / M_o}$$

$$= \frac{13.300/379,4}{13.300/379,4 + 350 \times 0,7883/144,5} = 0,9483$$

Luego,

$$\text{Gas inicial en el yacimiento} = 0,9483 \times 1334 = 1265 \text{ MPC/ac-p}$$

$$\text{Petróleo inicial en el yacimiento} = \frac{1265 \times 10^3}{13.300} = 95,1 \text{ bl/ac-p}$$

Debido a que la producción de gas es 94,83 por ciento de los moles totales producidos, la producción diaria de condensado de gas en pies cúbicos a condiciones normales es

$$\Delta G_p = \frac{\text{Producción diaria de gas}}{0,9483} = \frac{3100 + 120}{0,9483} = 3396 \text{ MPC/día}$$

La rata diaria de vaciamiento del yacimiento por la ley de los gases es,

$$\Delta V = 3.396.000 \times \frac{675}{520} \times \frac{14,7}{2740} \times 0,820 = 19.400 \text{ p}^3/\text{día}$$

El factor de desviación del gas del fluido total del pozo a temperatura y presión del yacimiento puede también calcularse de su composición. La composición del fluido total del pozo se calcula de los análisis del líquido y gas (o gases) producidos, mezclados en las proporciones en que se producen. Cuando se conoce la composición del líquido fiscal, una unidad de este líquido debe mezclarse con las debidas cantidades de gas (o gases) del separador (o separadores) y del gas del tanque de almacenamiento, cada uno de los cuales tiene su propia composición. Cuando se conocen las composiciones del gas y del líquido en el primer separador o separador de alta presión, la merma que sufre el líquido proveniente del separador al pasar al tanque de almacenamiento debe ser medida o calculada para conocer las debidas proporciones en que el gas y el líquido provenientes del separador deben mezclarse. Por ejemplo, el factor volumétrico del líquido del separador es 1,20 barriles a

condiciones del separador por barril fiscal y la razón gas-petróleo medida es 20.000 PCS de gas de alta presión (gas del separador) por barril del líquido fiscal, el líquido y gas deben mezclarse en proporción de 20.000 PCS de gas a 1,20 bl de líquido a condiciones del separador, ya que 1,20 barriles de líquido a condiciones del separador quedan reducidos a 1,00 barril a condiciones standard en el tanque de almacenamiento.

El ejemplo 2.2 muestra el cálculo del petróleo y gas iniciales en un yacimiento de condensado a partir del análisis del líquido y del gas de alta presión, suponiendo que el fluido del pozo es el mismo del yacimiento. El cálculo es igual al presentado en el ejemplo 2.1, excepto que el factor de desviación del gas del fluido del yacimiento se encuentra a partir de la temperatura y presión seudorreducidas obtenidas de la composición del fluido total del pozo y no de su

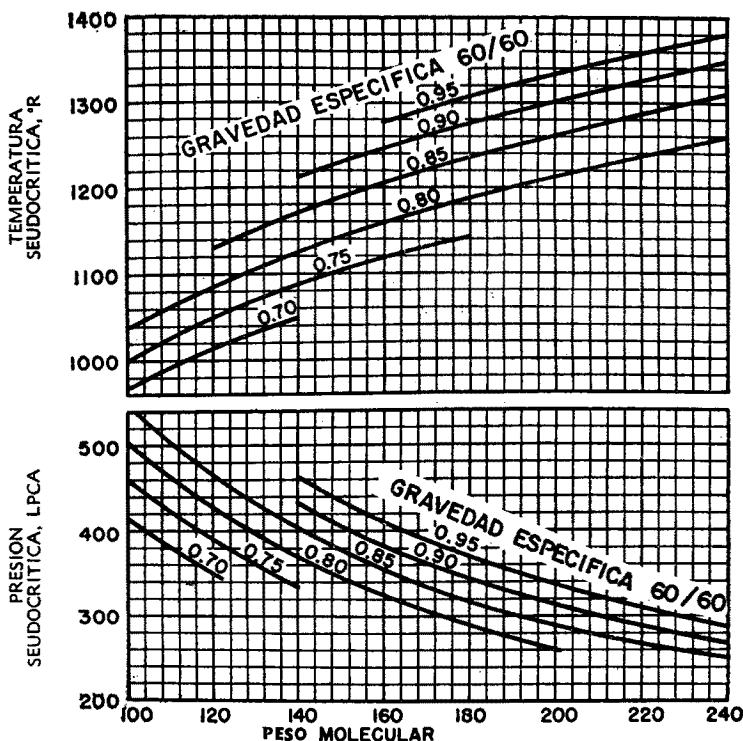


FIG. 2.5.—Gráficos de correlación para estimar la temperatura y presión seudocríticas de fracciones de heptanos y compuestos más pesados, a partir de sus pesos moleculares y gravedades específicas. (Tomado de Mathews, Roland y Katz, Actas del NGAA.)

gravedad específica. La figura 2.5 presenta diagramas de correlación para estimar la temperatura y presión pseudocríticas de la fracción heptano y compuestos más pesados, conociendo su peso molecular y gravedad específica.

Ejemplo 2.2 Calcular el petróleo y gas iniciales en el yacimiento a partir de las composiciones del gas y líquido del separador de alta presión.

Datos:

Presión del yacimiento	4350 lpca
Temperatura del yacimiento	217 °F
Porosidad disponible para hidrocarburos	17,4 por ciento
Cond. standard	15,025 lpca y 60°F
Producción de gas del separador	842.600 PCS/día
Producción de petróleo fiscal	31,1 BF/día
Peso Mol. de C_7^+ en el líquido del separador	185,0
Gravedad esp. de C_7^+ en el líquido del separador.	0,8343
Gravedad esp. del líquido del separador a 880 lpcr y 60 °F	0,7675
Factor volumétrico del líquido del separador a 880 lpcr y 60 °F	1,235 bl/BF
Composiciones del líquido y gas a alta presión ...	Cols (2) y (3), Tabla 2.3
Volumen molar a las cond. std.	371,2 p ³ /mol

Solución (los números de las columnas se refieren a la Tabla 2.3).

1. Se calculan las proporciones molares en que deben recombinarse el líquido y gas del separador. Con este fin se multiplican la fracción molar de los componentes del líquido, col. (3), por sus pesos moleculares, col. (4), y los productos se colocan en la col. (5). El total de la col. (5), 127,480, es el peso molecular del líquido del separador. Como la gravedad o peso específico del líquido del separador es 0,7675 a 880 lpcr y 60 °F, luego los moles por barril son

$$\frac{0,7675 \times 350 \text{ lb/bl}}{127,48 \text{ lb/mol}} = 2,107 \text{ moles/bl para el líquido del separador}$$

La rata de producción de líquido del separador es 31,1 BF/día $\times$ 1,235 bl del sep./BF, y la razón gas-petróleo del separador es

$$\frac{842.600}{31,1 \times 1,235} = 21.940 \text{ PCS de gas del sep./bl de líquido del sep.}$$

3° ejemplo del ejemplo 2.2 para un fluido de condensado de gas

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
	Composición molar de los fluidos del separador		Peso molecular	(3)×(4), lb/mol	bl líquido/mol de cada componente	(3)×(6), bl de cada componente por mol del líquido del sep.	Moles de cada componente en 59,11 moles de gas, (2)×59,11	Moles de cada componente en 2,107 moles de líquido, (3)×2,107	Moles de cada componente en 61,217 moles de gas y líquido (8)+(9)	Composición molar del fluido total del pozo (10)÷61,217	Presión crítica, lpca	Presión crítica parcial, lpca, (11)×(12)	Temp. crítica, °R	Temp. crítica parcial, °R (11)×(14)
	Gas	Líquido												
CO ₂	0,0120	0,0000	16,04	3,247	0,1317	0,02666	0,709	0,0000	0,7090	0,0116	1070	12,41	548	6,36
C ₁	0,9404	0,2024	30,07	1,455	0,1771	0,00857	55,587	0,4265	56,0135	0,9150	673	615,80	343	313,85
C ₂	0,0305	0,0484	44,09	1,376	0,2480	0,00774	1,803	0,1020	1,9050	0,0311	708	22,02	550	17,11
C ₃	0,0095	0,0312	58,12	1,139	0,2948	0,00333	0,562	0,0657	0,6277	0,0102	617	6,29	666	6,79
i-C ₄	0,0024	0,0113	58,12	1,139	0,2948	0,00333	0,142	0,0238	0,1658	0,0027	529	1,43	735	1,98
n-C ₄	0,0023	0,0196	58,12	1,139	0,2840	0,00357	0,136	0,0413	0,1773	0,0029	550	1,60	766	2,22
i-C ₅	0,0006	0,0159	72,15	1,147	0,3298	0,00524	0,035	0,0335	0,0685	0,0011	484	0,53	830	0,91
n-C ₅	0,0003	0,0170	72,15	1,227	0,3264	0,00555	0,018	0,0358	0,0538	0,0009	490	0,44	846	0,76
C ₆	0,0013	0,0384	86,17	3,309	0,3706	0,01423	0,077	0,0809	0,1579	0,0026	440	1,14	914	2,38
C ₇ ⁺	0,0007	0,6158	185,0	113,923	0,6336*	0,39017	0,041	1,2975	1,3385	0,0219	300**	6,57	1127**	26,87
	1,0000	1,0000		127,480		0,46706	59,110	2,1070	61,2170	1,0000		668,23		379,23

* 185 lb/mol ÷ (0,8343 × 350 lb/bl) = 0,6336 bl/mol.

** De la fig. 2.5, tomada de Mathews, Roland, y Katz⁸, para C₇⁺ con peso molecular = 185 y gravedad específica = 0,8342.

Como $21.940 \text{ PCS} = 21.940/371,2 = 59,11$ moles, el gas y líquido del separador deben recombinarse en la proporción de 59,11 moles de gas por 2,107 moles de líquido.

Si no se dispone del peso o gravedad específica del líquido del separador, puede obtenerse el valor de moles por barril en la siguiente forma: se multiplica la fracción molar de los componentes del líquido, col. (3), por sus valores de barriles por mol, col. (6) obtenido de la Tabla 1.5, y los productos se colocan en la col. (7). El total de la col. (7), 0,46706, es el número de barriles de líquido del separador por mol de líquido del separador, cuyo recíproco es 2,141 moles/barril (comparado con el valor medido de 2,107).

2. Se recombinan 59,11 moles de gas y 2,107 moles de líquido. Con este fin se multiplica la fracción molar de los componentes del gas, col. (2), por 59,11 moles y los productos se colocan en la col. (8). La fracción molar de los componentes del líquido, col. (3), se multiplica por 2,107 moles, y los productos se colocan en la col. (9). La suma de moles de los componentes del gas y del líquido, col. (8) más col. (9), se coloca en la col. (10). Los valores de la col. (10) se dividen por su suma total, 61,217, y los cocientes se colocan en la col. (11), composición molar del fluido total del pozo. La temperatura pseudocrítica, 379,23 °R, y presión pseudocrítica, 668,23 lpca, se calcula a partir de la composición, tal como lo muestra el ejemplo 1.3. De los valores pseudocríticos se obtienen los críticos seudorreducidos, y de éstos el factor de desviación del gas a 4350 lpca y 217 °F, o sea 0,963.

3. Se calcula el gas y petróleo (condensado) "in situ" por acre-pie de roca neta disponible para hidrocarburos. A partir de la ley de los gases, los moles iniciales por acre-pie para una porosidad disponible para hidrocarburos de 17,4 por ciento son:

$$\frac{pV}{zRT} = \frac{4350 \times (93.560 \times 0,174)}{0,963 \times 10,73 \times 677} = 4713 \text{ moles/ac-p}$$

$$\text{Fracción molar del gas} = \frac{59,11}{59,11 + 2,107} = 0,966$$

$$\text{Gas inicial en el yacimiento} = \frac{0,966 \times 4713 \times 371,2}{1000} = 1690 \text{ MPC/ac-p}$$

$$\text{Petróleo inicial en el yacimiento} = \frac{(1 - 0,966) \times 4713}{2,107 \times 1,235} = 61,6 \text{ BF/ac-p.}$$

Debido a que el gas a alta presión representa 96,6 por ciento de la

producción molar total, la producción diaria de condensado de gas en pies cúbicos a condiciones normales es

$$\Delta G_p = \frac{\text{Prod. diaria de gas a alta pres.}}{0,966} = \frac{842.600}{0,966} = 872.200 \text{ PCS/día}$$

Y la rata diaria de vaciamiento del yacimiento es

$$\Delta V = 872.200 \times \frac{677}{520} \times \frac{15,025}{4350} \times 0,963 = 3777 \text{ p}^3/\text{día}$$

4. COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE CONDENSACIÓN RETRÓGRADA DE GAS

El comportamiento de yacimientos monofásicos de gas y de condensado de gas fueron discutidos en el Capítulo I. Los cálculos se simplifican cuando la temperatura está por encima del punto cricondentérmico, ya que no se forma una fase líquida en el yacimiento. Sin embargo, cuando la temperatura del yacimiento está por debajo del punto cricondentérmico, debido a condensación retrógrada, se forma una fase líquida en el yacimiento a medida que la presión disminuye por debajo del punto de rocío, y el análisis y estudio se complican mucho más, aun para yacimientos volumétricos.

El método de estudio de este tipo de yacimiento consiste en duplicar la depleción del mismo por estudios en el laboratorio de una muestra representativa del fluido monofásico inicial del yacimiento. La muestra del fluido se coloca en un recipiente de alta presión a la temperatura y presión inicial del yacimiento. Durante la depleción, el volumen del recipiente se mantiene constante para duplicar un yacimiento volumétrico, y se tiene el cuidado de remover sólo los hidrocarburos gaseosos, ya que en la mayoría de los yacimientos el líquido producido por condensación retrógrada queda atrapado como fase líquida inmóvil dentro de los poros de la roca.

Experimentos de laboratorio demuestran que en la mayoría de las rocas, la fase de petróleo permanece prácticamente inmóvil hasta alcanzar una saturación alrededor del 10 al 20 por ciento del espacio poroso, según la naturaleza de los poros de la roca y la saturación de agua innata. Ya que las saturaciones de líquido en la mayoría de los casos de fluidos retrógrados rara vez exceden del 10 por ciento, es razonable la suposición anterior para la mayoría de yacimen-

tos de condensación retrógrada. Con referencia a lo discutido, debe hacer notar que, en la vecindad del pozo, las saturaciones de líquido retrógrado alcanzan a menudo valores mayores de tal forma que existe flujo de dos fases: de gas y de líquido retrógrado. Esta concentración de líquido resulta como consecuencia de la reducción de presión en la fase gaseosa al aproximarse al pozo. A medida que el flujo de gas continúa, la saturación de líquido retrógrado aumenta hasta que, finalmente, el líquido fluye. Aunque este fenómeno no afecta seriamente el comportamiento total, ni entra en las predicciones actuales de comportamiento, debe tenerse en cuenta que: (a) reducirá, y a veces seriamente, la rata de flujo en pozos de condensado de gas, y (b) afectará la precisión de las muestras de fluido tomadas en los pozos, las cuales se obtienen suponiendo flujo monofásico hacia el pozo.

La depleción continua de la fase gaseosa (y sólo de esta fase) puede duplicarse con bastante exactitud en un recipiente de volumen constante por medio del siguiente método, considerado más práctico. El volumen del recipiente se dilata desde el volumen inicial a uno mayor correspondiente a una presión de varios cientos de lpc por debajo de la presión inicial. Esta dilatación se efectúa extrayendo mercurio del fondo del recipiente, o bien aumentando en otra forma el volumen del recipiente. Se permite suficiente tiempo para establecer equilibrio entre la fase gaseosa y la fase de líquido retrógrado, y para que el líquido escurra al fondo del recipiente y así producir sólo hidrocarburos gaseosos de la parte superior del recipiente. Se remueve gas de la parte superior del recipiente a una rata determinada y al mismo tiempo se inyecta mercurio por el fondo del recipiente en tal forma que se logre mantener una presión constante en el recipiente. El volumen de gas removido, medido a esta presión menor y temperatura del recipiente (yacimiento), es igual al volumen de mercurio inyectado cuando el volumen de hidrocarburos, ahora bifásico, se regresa al volumen inicial del recipiente. Se mide el volumen de líquido retrógrado y el ciclo—dilatación a una presión menor seguido por la extracción de un segundo incremento de gas—se repite hasta la presión de abandono seleccionada. Cada incremento de gas removido se analiza para determinar su composición, y el volumen de cada incremento de gas producido se mide a presión subatmosférica para determinar el volumen normal, empleando la ley de los gases perfectos. También puede calcularse el factor de desviación del gas a la temperatura y presión del recipiente, a partir de la composición del incremento, empleando el método del ejemplo 1.3.

La figura 2.6 y tabla 2.4 presentan la composición de un fluido de yacimiento de condensado retrógrado de gas a la presión inicial,

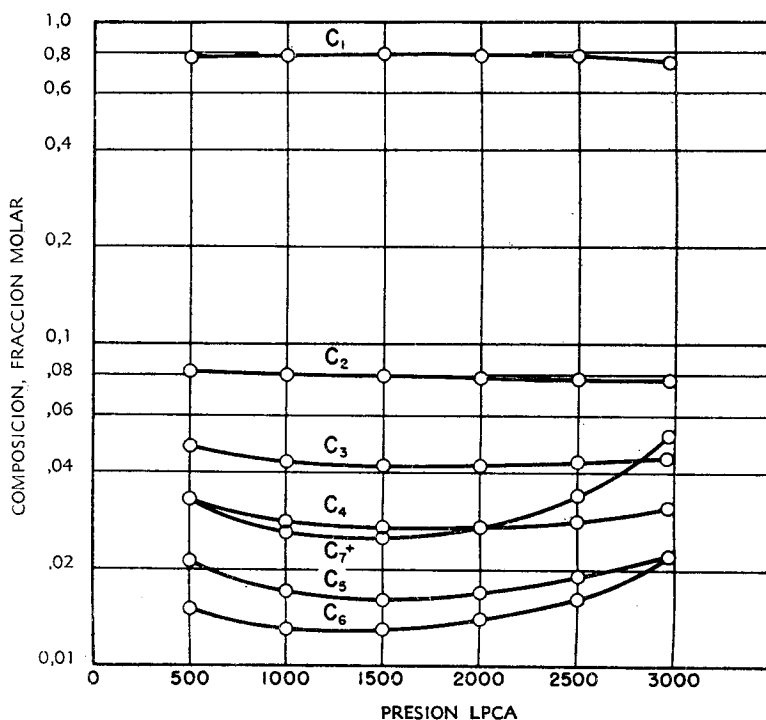


FIG. 2.6.—Efecto de la presión sobre la composición de la fase gaseosa producida de un fluido formado por condensación retró-gada de gas. (Datos de la Tabla 2.4.)

y la composición del gas removido de un recipiente o celda de PVT en cada uno de los cinco incrementos, como se describió anteriormente. La tabla 2.4 también presenta el volumen de líquido retrógrado a cada presión en el recipiente, el factor de desviación del gas y volumen de los incrementos de gas producidos a la temperatura y presión del recipiente.

La recuperación de líquido obtenida de los incrementos de gas producidos del recipiente pueden medirse pasando el gas por separadores pequeños reproducidos a escala⁹, o puede calcularse a partir de la composición para las condiciones usuales de separación en el campo¹⁰, o para las condiciones de plantas de recuperación de gasolina¹¹. La recuperación de líquido de pentanos y compuestos más pesados en plantas de gasolina será un poco mayor que por separación en el campo, pero mucho mayor para los propanos y butanos, comúnmente denominados Gas de Petróleo Licuado (GPL, o su símbo-

TABLA 2.4. Volumen, composición y factores de desviación del gas para un fluido de condensación retrógrada

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Presión lpca	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7^+	Gas producido, cm ³ a 195 °F y presión del recipiente	Volumen de líquido retrógrado, cm ³ , Volumen del recipiente, 947,5 cm ³	Volumen de líquido retrógrado, Por ciento del volumen de hidrocarburos	Factor de desvia- ción del gas a 195° F y presión del recipiente
2960	0,752	0,077	0,044	0,031	0,022	0,022	0,052	0,0	0,0	0,0	0,771
2500	0,783	0,077	0,043	0,028	0,019	0,016	0,034	175,3	62,5	6,6	0,794
2000	0,795	0,078	0,042	0,027	0,017	0,014	0,027	227,0	77,7	8,2	0,805
1500	0,798	0,079	0,042	0,027	0,016	0,013	0,025	340,4	75,0	7,9	0,835
1000	0,793	0,080	0,043	0,028	0,017	0,013	0,026	544,7	67,2	7,1	0,875
500	0,768	0,082	0,048	0,033	0,021	0,015	0,033	1080,7	56,9	6,0	0,945

P_{rc}

lo correspondiente en inglés LPG). Por simplicidad, la recuperación de líquido de los incrementos de gas de la tabla 2.4 se ha calculado en el ejemplo 2.3 suponiendo que 25 por ciento de los butanos, 50 por ciento de los pentanos, 75 por ciento del hexano y 100 por ciento de los heptanos y compuestos más pesados se recuperan como líquido.

Ejemplo 2.3. Calcular el comportamiento por depleción volumétrica de un yacimiento de condensado de gas a partir de los datos de laboratorio de la tabla 2.4.

Datos:

Presión inicial (punto de rocío)	2960 lpca
Presión de abandono	500 lpca
Temperatura del yacimiento	195 °F
Saturación de agua innata	30 por ciento
Porosidad	25 por ciento
Condiciones std.	14,7 lpca y 60 °F
Volumen del recipiente o celda de prueba	947,5 cm ³
Peso Mol. de C ₇ ⁺ en el fluido inicial	114 lb/mol-lb
Gravedad esp. de C ₇ ⁺ en el fluido inicial	0,755 a 60 °F

Composiciones, volúmenes y factores de desviación de la tabla 2.4.

Se asume el mismo peso molecular y gravedad específica para el contenido de C₇⁺ en todo el gas producido.

Se asume que a partir de la producción de gas se recupera líquido de 25 por ciento de butanos, 50 por ciento de pentano, 75 por ciento de hexano y 100 por ciento de heptanos y compuestos más pesados.

Solución (los números de las columnas se refieren a la tabla 2.5):

1. Se calculan los incrementos de producción total en M PCS por acre-pie de espacio poroso disponible para hidrocarburos en el yacimiento. Esto se coloca en la col. (2).

$$V_{HC} = 93560 \times 0,25 \times (1 - 0,30) = 7623 \text{ p}^3/\text{ac-p}$$

Por ejemplo, para el incremento producido de 2960 a 2500 lpca, se obtiene,

$$\Delta V = 7623 \times \frac{175,3 \text{ cm}^3}{947,5 \text{ cm}^3} = 1410 \text{ p}^3/\text{ac-p a 2500 lpca y 195 °F}$$

$$\Delta G_p = \frac{379,4 \text{ p} \Delta V}{1000 zRT} = \frac{379,4 \times 2500 \times 1410}{1000 \times 0,794 \times 10,73 \times 655} = 240,1 \text{ M PCS}$$

TABLA 2.5. Recuperaciones de líquido y de gas en porcentaje y por acre-pie para el ejemplo 2.3

Presión, lpca	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Incrementos de producción de gas húmedo (gas total), M PCS	2960	0	240,1	0	0	0	0	10.600	0	0	0
Producción acumulativa de gas húmedo (gas total), M PCS	2500	240,1	240,1	225,1	225,1	15,3	15,3	14.700	15,2	15,6	10,7
Gas seco (gas residual) en cada incremento, M PCN	2000	245,2	485,3	232,3	457,4	13,1	28,4	17.730	30,7	31,7	19,8
Producción acumulativa de gas seco (gas residual), M PCS, $\Sigma(4)$	1500	266,0	751,3	252,8	710,2	13,3	41,7	19.010	47,6	49,3	29,1
Líquido en cada incremento, bl	1000	270,8	1022,1	256,9	967,1	14,0	55,7	18.350	64,7	67,1	38,9
Producción acumulativa de líquido, bl, $\Sigma(6)$	500	248,7	1270,8	233,0	1200,1	15,9	71,6	14.650	80,4	83,3	50,0
Razón promedia gas-petróleo de cada incremento, PCS de gas seco (gas residual) por bl, $(4) \div (6)$											
Recuperación acumulativa de gas húmedo (gas total), por ciento, $(3) \times 100/1580$											
Recuperación acumulativa de gas seco (gas residual), por ciento, $(5) \times 100/1441$											
Recuperación acumulativa de líquido, por ciento, $(7) \times 100/143,2$											

Se halla la producción acumulativa de gas, $G_p = \sum \Delta G_p$, y se entra en la col. (3).

2. Se calculan los M PCS de gas seco y los barriles de líquido obtenidos de los incrementos de producción de gas total. Estos valores se colocan en la col. (4) y col. (6). Se asume que 0,25 C_4 , 0,50 C_5 , 0,75 C_6 y todo el C_7^+ se recuperan como líquidos a condiciones normales. Por ejemplo, en la producción de 240,1 M PCS de 2960 a 2500 lpca, la fracción molar recuperada como líquido es

$$\begin{aligned}\Delta n_L &= 0,25 \times 0,028 + 0,50 \times 0,019 + 0,75 \times 0,016 + 0,034 \\ &= 0,0070 + 0,0095 + 0,0120 + 0,034 = 0,0625 \text{ fracción molar}\end{aligned}$$

ya que para gases, la fracción molar es igual a la fracción volumétrica, los M PCS recuperados como líquido a partir de los 240,1 M PCS son

$$\begin{aligned}\Delta G_L &= 0,0070 \times 240,1 + 0,0095 \times 240,1 + 0,0120 \times 240,1 + 0,034 \times 240,1 \\ &= 1,681 + 2,281 + 2,881 + 8,163 = 15,006 \text{ M PCS}\end{aligned}$$

Este volumen de gas puede convertirse en galones de líquido usando los valores para C_4 , C_5 , C_6 de gal/M PCS de la tabla 1.5. Para el C_7 y C_7^+ se usa los promedios de los componentes iso y normal. Para C_7^+

$$\frac{114 \text{ lb/mol-lb}}{0,3794 \text{ M PCS/mol-bl} \times 8,337 \text{ bl/gal} \times 0,755} = 47,71 \text{ gal/M PCS}$$

0,3794 es el volumen molar a condiciones normales de 14,7 lpca y 60 °F. Por lo tanto, el líquido recuperado de 240,1 M PCS es $1,681 \times 32,04 + 2,281 \times 36,32 + 2,881 \times 41,03 + 8,163 \times 47,71 = 53,9 + 82,8 + 118,2 + 389,5 = 644,4 \text{ gal} = 15,3 \text{ bl}$. El gas seco recuperado de 240,1 M PCS es $240,1 \times (1 - 0,0625) = 225,1 \text{ M PCS}$. Se calcula las recuperaciones acumuladas de gas seco y de líquido a cond. normales a partir de las cols. (4) y (6), y los valores se colocan en las cols. (5) y (7), respectivamente.

3. Se calcula la razón gas-petróleo para cada incremento de producción total en unidades de gas seco por barril de líquido, y sus valores se colocan en la col. (8). Por ejemplo, la razón gas-petróleo del incremento producido de 2960 a 2500 lpca es

$$\frac{225,1 \times 1000}{15,3} = 14.700 \text{ PCS/bl}$$

4. Se calcula las recuperaciones acumuladas de gas húmedo, gas seco y de líquido, y sus valores se entran en las cols. (9), (10) y (11) El gas húmedo inicial en el yacimiento es

$$\frac{379,4 \text{ pV}}{1000 zRT} = \frac{379,4 \times 2960 \times 7623}{1000 \times 0,771 \times 10,73 \times 655} = 1580 \text{ M PCS/ac-p}$$

De esta cantidad, la fracción molar de líquido es 0,088 y la recuperación de líquido es 3,808 gal/M PCS de gas húmedo, valores calculados a partir de la composición inicial en forma similar a como se hizo anteriormente en parte 2. Luego

$$G = (1 - 0,088) \times 1580 = 1441 \text{ M PCS de gas seco/ac-p}$$

$$N = \frac{3,808 \times 1580}{42} = 143,2 \text{ bl/ac-p}$$

Finalmente, a 2500 lpca

$$\text{Recuperación de gas húmedo} = \frac{100 \times 240,1}{1580} = 15,2 \text{ por ciento}$$

$$\text{Recuperación de gas seco} = \frac{100 \times 225,1}{1441} = 15,6 \text{ por ciento}$$

$$\text{Recuperación de líquido} = \frac{100 \times 15,3}{143,2} = 10,7 \text{ por ciento}$$

Los resultados de las pruebas de laboratorio y cálculos del ejemplo 2.3 se presentan gráficamente como función de presión en la figura 2.7. La razón gas-petróleo asciende marcadamente de 10.060 PCS/bl hasta cerca de 19.000 PCS/bl cerca de 1600 lpca. El máximo del líquido retrógrado y el máximo de las razones gas-petróleo no ocurren a la misma presión ya que, como se vio, el volumen de líquido retrógrado es mucho mayor que su volumen equivalente a condiciones standard. Por ejemplo, existe más líquido fiscal en 6,0 por ciento por volumen de líquido retrógrado a 500 lpca que en 7,9 por ciento a 1500 lpca. La revaporización por debajo de 1600 lpca ayuda a disminuir la razón gas-petróleo; sin embargo, se duda que en el yacimiento se logre equilibrio de revaporización y, por lo tanto, las razones gas-petróleo permanecen generalmente más elevadas que las pronosticadas. Parte

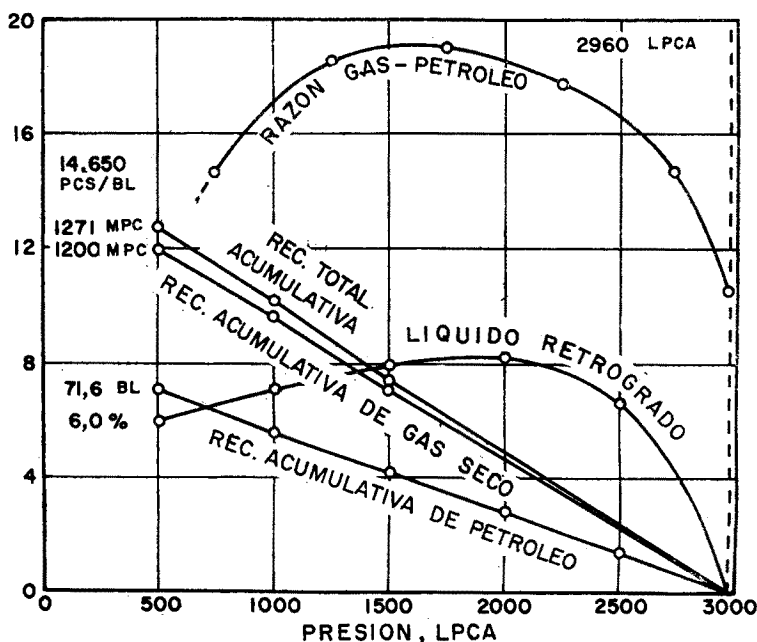


Fig. 2.7.—Razones gas-petróleo, volúmenes de líquido retrogrado y recuperación de un yacimiento de condensación retrograda de gas con empuje por depleción. (Datos de las Tablas 2.4 y 2.5).

de esto se debe, probablemente, a la menor eficiencia del separador en la recuperación de líquidos a bajas presiones y altas temperaturas del mismo. Menores temperaturas ocurren en el separador a presiones mayores en la cabeza del pozo, debido al mayor enfriamiento del gas por expansión libre cuando fluye a través del estrangulador. Aunque la recuperación total a una presión de abandono de 500 lpca es 80,4 por ciento, la recuperación de líquido sólo es de 50 por ciento, debido a condensación retrograda. Los gráficos de producción acumulativa son ligeramente curvos, debido a la variación en el factor de desviación del gas con presión y con composición del fluido del yacimiento.

El comportamiento de depleción volumétrica de un fluido de condensación retrograda, como el del ejemplo 2.3, también puede calcularse a partir de la composición inicial del fluido monofásico del yacimiento usando *razones de equilibrio*. La razón o constante de equilibrio (K) se define como el cociente de la fracción molar (y) de cualquier componente en la fase de vapor a la fracción molar (x) del

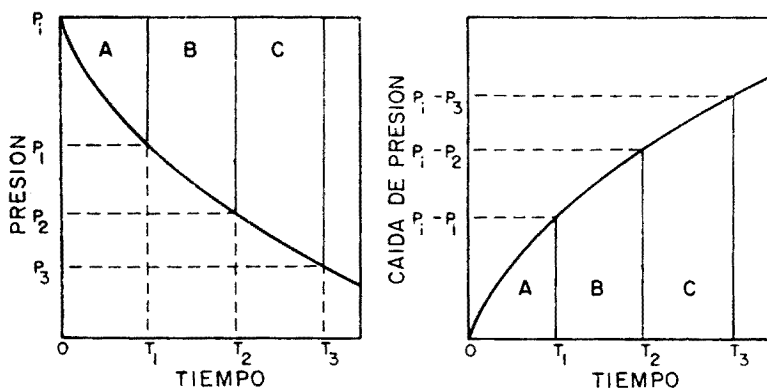


FIG. 4.4.—Gráfico de presión y caída de presión como función de tiempo.

La figura 4.5 muestra la historia de la caída de presión del campo Conroe durante los treinta y ocho primeros meses de producción. Como no se disponía de presiones promedias durante los primeros catorce meses, se asumió una disminución lineal de presión para este período. El ejemplo 4.3 muestra el cálculo de la intrusión cumulativa de agua, empleando la figura 4.5 para obtener el área debajo de la curva de caída de presión y la constante de intrusión de agua,

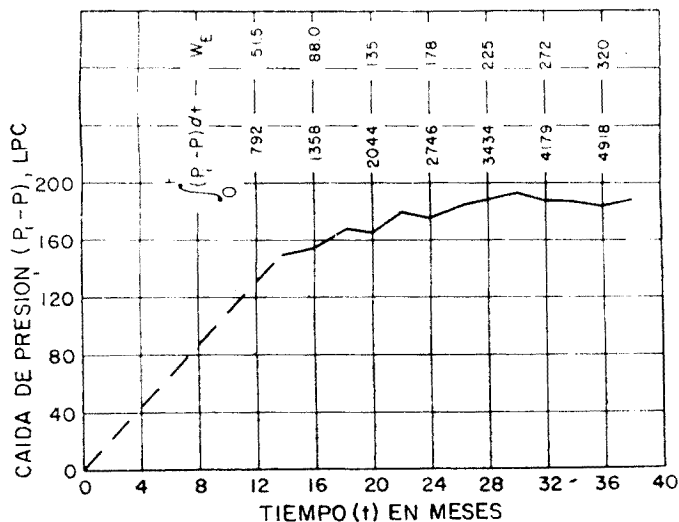


FIG. 4.5.—Cálculo de la cantidad de agua intuida en el campo Conroe. (Tomado de Schilthuis², Actas del AIME.)

Jacoby, Koeller y Barry¹⁶ estudiaron el comportamiento de fases de ocho mezclas de petróleo y gas obtenidas del separador de un yacimiento de condensado de gas pobre; las mezclas variaban entre 2000 y 2500 PCS/bl y las temperaturas entre 100 y 250 °F. Los resultados obtenidos son útiles para pronosticar el funcionamiento de yacimientos de condensados de gas cuando no se dispone de estudios de laboratorio. Se observa un cambio gradual, en el comportamiento de producción en la superficie, del yacimiento de petróleo volátil al yacimiento de condensado de gas rico, siendo necesario un estudio de laboratorio para distinguir entre yacimientos de punto de rocío y de punto de burbujeo en la región de razones gas-petróleo de 2000 a 6000 PCS/bl.

5. EMPLEO DE BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS DE CONDENSADO RETRÓGRADO

Las pruebas de laboratorio con fluido de condensado retrógrado en el ejemplo 2.3, es en sí un estudio de balance de materiales del funcionamiento *volumétrico* del yacimiento de donde se obtuvo la muestra. La aplicación de los datos básicos y los calculados del ejemplo 2.3 a un yacimiento volumétrico es directa. Por ejemplo, si el yacimiento produce 12,05 MMM PCS de fluido húmedo a condiciones del pozo cuando la presión promedio del yacimiento disminuye de 2960 a 2500 lpca, de acuerdo con la table 2.5, la recuperación a 2500 lpca, asumiendo una depleción volumétrica, es 15,2 por ciento del gas húmedo inicial en el yacimiento; por consiguiente, el gas húmedo en el yacimiento es

$$G = \frac{12,05 \times 10^9}{0,152} = 79,28 \text{ MMM PCS}$$

Como la tabla 2.5 muestra una recuperación de 80,4 por ciento hasta una presión de abandono de 500 lpca, el gas húmedo inicial recuperable o *reserva* inicial es

$$\text{Reserva inicial} = 79,28 \times 10^9 \times 0,804 = 63,74 \text{ MMM PCS}$$

Como 12,05 MMM CPS ya habían sido recuperados, la reserva a 2500 lpca es

$$\text{Reserva a 2500 lpca} = 63,74 - 12,05 = 51,69 \text{ MMM PCS}$$

La precisión de estos cálculos depende, entre otras cosas, de lo representativas que sean las muestras de fluido y del grado en que

las pruebas de laboratorio representen el comportamiento volumétrico. Generalmente se presentan distintos gradientes de presión a través del yacimiento indicando que las diferentes partes del mismo se encuentran en diferentes etapas de agotamiento. Esto se debe a mayor drenaje en algunas partes, a bajas reservas en otras, o a ambos factores. A su vez, las reservas varían directamente con la porosidad y espesor neto de producción. Como resultado, las razones gas-petróleo de los pozos diferirán y la composición de la producción total del yacimiento a cualquier presión promedia existente no será exactamente igual a la obtenida en el recipiente o celda de prueba a la misma presión.

Aunque la historia de producción de gas húmedo de un yacimiento volumétrico sigue más o menos muy de cerca las pruebas de laboratorio, la división de la producción entre líquido y gas seco no las sigue con tanta precisión. Como se explicó en el párrafo anterior, esto se debe a las diferencias en depleción en las diferentes partes del yacimiento. También se debe a las diferencias entre las recuperaciones de líquido calculadas en las pruebas de laboratorio y la verdadera eficiencia de los separadores en el campo para recuperar líquido del fluido del yacimiento.

Las observaciones anteriores se aplican sólo a yacimientos volumétricos monofásicos de condensado de gas. Por desgracia, la mayoría de los yacimientos de condensado retrógrado de gas descubiertos, se encuentran inicialmente a sus presiones de punto de rocío y no por encima de esta presión. Esto indica la presencia de una zona de petróleo en contacto con la capa de condensado de gas. La zona de petróleo puede ser insignificante, proporcional al tamaño de la capa de gas o mucho mayor. La precisión de los cálculos basados en el estudio de un fluido monofásico serán afectados por la presencia de una pequeña zona de petróleo, y es mucho mayor su influencia a medida que aumenta el tamaño de la zona de petróleo. Cuando dicha zona es de un tamaño comparable al de la capa de gas, las dos deben tratarse juntas como un yacimiento de dos fases, como se verá en el capítulo 4, sección 2.

Muchos yacimientos de condensado de gas producen bajo un empuje hidrostático parcial o total. Cuando la presión del yacimiento se estabiliza o deja de disminuir, como ocurre en muchos yacimientos, la recuperación será función del valor de la presión de estabilización y de la eficiencia con que el agua invasora desplaza la fase gaseosa de la roca. La recuperación de líquido será menor mientras mayor sea la condensación retrógrada, ya que el líquido retrógrado generalmente es inmóvil y generalmente queda atrapado junto con gas detrás del frente de invasión de agua. Esta situación se agrava si ocurren variaciones en permeabilidad, como lo muestra

la figura 5.15, porque los pozos comienzan a producir agua y se retiran de producción antes de agotarse los estratos menos permeables. En muchos casos, la recuperación por empuje hidrostático es inferior que por comportamiento volumétrico, como se explicó en el capítulo 1, sección 12.

Cuando no existe una zona de petróleo o es insignificante, los balances de materiales, Ecs. (1.29) y (1.33), pueden aplicarse a yacimientos retrógrados, tanto bajo comportamiento volumétrico como de empuje hidrostático, en la misma forma que para yacimientos monofásicos de gas (no retrógrados) para los que se derivaron dichas ecuaciones:

$$\frac{p_c G_p}{T_{sc}} = \frac{p_i V_i}{z_i T} - \frac{p(V_i - W_e + B_w W_p)}{z T} \quad (1.29)$$

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (1.33)$$

Estas ecuaciones pueden emplearse para hallar, tanto la intrusión de agua W_e , como el gas inicial en el yacimiento G , o su equivalente V_i , de donde G puede calcularse. Ambas ecuaciones contienen el factor de desviación del gas, z , a la presión menor, el cual está incluido en el factor volumétrico del gas, B_g , en la Ec. (1.33). Ya que este factor de desviación se aplica al fluido de condensado de gas restante del yacimiento, cuando la presión está por debajo de la presión del punto de rocío, en yacimientos de condensado retrógrado corresponde al factor de desviación del gas de dos fases. El volumen real en la Ec. (1.5) incluye el volumen de las fases líquidas y gaseosa, y el volumen ideal se calcula a partir de los moles totales de gas y líquido, suponiendo un comportamiento de gas perfecto. En comportamiento volumétrico, tal factor de desviación de dos fases puede obtenerse con los datos de laboratorio en la forma vista en el ejemplo 2.3. Por ejemplo, de los datos de la tabla 2.6, la producción acumulativa de gas húmedo hasta 2000 lpca es 485,3 PCS/ac-p a partir de un contenido inicial de 1580,0 PCS/ac-p. Como el volumen inicial disponible para hidrocarburos es 7623 p³/ac-p, ejemplo 2.3, el factor volumétrico total o bifásico para el fluido que queda en el yacimiento a 2000 lpca y 195 °F, calculado a partir de la ley de los gases, es

$$z = \frac{379,4 \times pV}{(G - G_p)RT} = \frac{379,4 \times 2000 \times 7623}{(1580,0 - 485,3)10^3 \times 10,73 \times 655} = 0,752$$

La tabla 2.6 presenta los factores de desviación del gas para un estado de dos fases del fluido que queda en el yacimiento, a par-

tir de una presión de 2960 lpca hasta 500 lpca, calculados como se hizo para el fluido de condensado de gas del ejemplo 2.3. Estos datos no se aplican rigurosamente cuando se presenta una intrusión de agua, porque están basados en el comportamiento del recipiente o celda de prueba, donde se mantiene equilibrio de vapor entre el gas y el líquido remanentes en el recipiente; mientras que en el yacimiento parte del gas y del líquido remanentes son atrapados por el agua invasora, impidiendo en esta forma entrar en equilibrio con los hidrocarburos en el resto del yacimiento. Los factores de desviación de la col. (4), tabla 2.6, pueden usarse en yacimientos volumétricos, y, con menos precisión, en yacimientos de empuje hidrostático.

TABLA 2.6. *Factores de desviación del gas de una y dos fases para el fluido de condensación retrógrada del gas del ejemplo 2.3*

(1) Presión, lpca	(2) G_p^a M PCS/ac-p	(3) $(G - G_p)^a$, M PCS/ac-p	(5) Factores de desviación del gas		
			(2)		
			Dos fases ^b	Gas inicial ^a	Gas producido ^a
2960	0,0	1580,0	0,771	0,780	0,771
2500	240,1	1339,9	0,768	0,755	0,794
2000	485,3	1094,7	0,752	0,755	0,805
1500	751,3	828,7	0,745	0,790	0,835
1000	1022,1	557,9	0,738	0,845	0,875
500	1270,8	309,2	0,666	0,920	0,945

^a Datos de la tabla 2.5 y ejemplo 2.3.

^b Calculados a partir de los datos de la tabla 2.5 y ejemplo 2.3.

^c Calculados a partir de la composición inicial de gas empleando los gráficos de correlación.

En caso de no haber obtenido datos de laboratorio tales como los presentados en el ejemplo 2.3, los factores de desviación del gas inicial del yacimiento pueden usarse como valores aproximados para el fluido remanente en el yacimiento. Es aconsejable medir estos factores en el laboratorio, pero pueden estimarse usando las correlaciones seudorreducidas si se conoce el peso o gravedad específica inicial del gas o composición del fluido producido del pozo. Aunque no se dispone de los factores de desviación para el gas inicial del ejemplo 2.3, se cree que dichos factores se aproximan más a los factores de dos fases de la col. (4) que a los de la col. (5) de la

tabla 2.6, calculados a partir de las correlaciones seudorreducidas y suponiendo gases monofásicos. Los factores de desviación de la fase gaseosa producida se han incluido para su comparación en la col. (6).

6. COMPARACIÓN ENTRE LAS HISTORIAS ACTUAL Y PRONOSTICADA DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE CONDENSADO

Allen y Roe¹⁴ estudiaron el comportamiento de un yacimiento de condensado retrógrado que produce de la zona Bacon Lime de un campo localizado en el oriente de Texas. Las figuras 2.8 y 2.9 muestran la historia de producción del yacimiento. El yacimiento, con un área, alrededor de 3100 acres, se encuentra en la parte inferior de la formación Glenn Rose del Cretáceo, a una profundidad

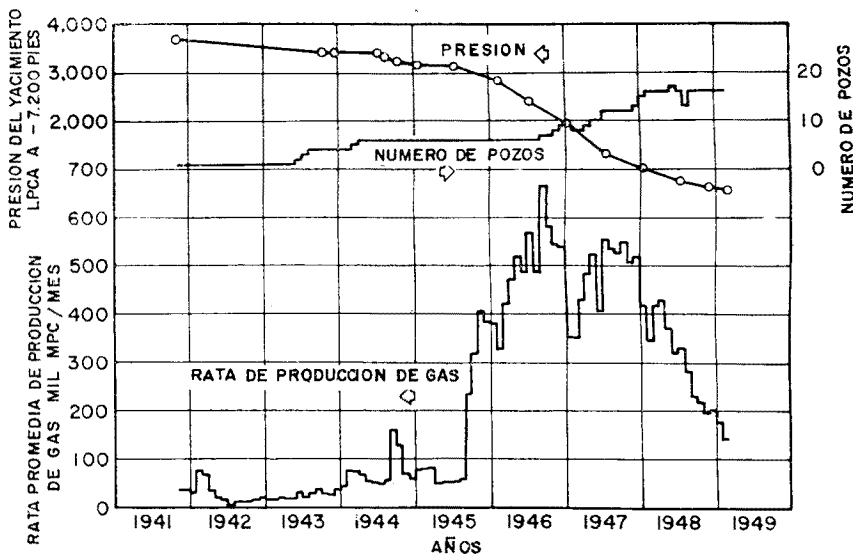


FIG. 2.8.—Historia de producción de la formación Bacon Lime de un yacimiento de condensado de gas al este de Texas. (Tomado de Allen y Roe¹⁴, Actas del AIME.)

de 7600 pies (7200 pies bajo el nivel del mar). Consiste aproximadamente de 50 pies de dolomita fosilífera, densa, cristalina, con una permeabilidad promedio de 30 a 40 milidarcys en los filones delgados más permeables, y una porosidad promedio estimada alrededor del 10 por ciento. La saturación de agua intersticial es aproximadamente 30

por ciento. La temperatura del yacimiento es 220 °F y la presión inicial 3691 lpca, a 7200 pies bajo el nivel del mar. Como el yacimiento tiene permeabilidad y porosidad demasiado heterogéneas, y se observó una comunicación deficiente entre pozos, se consideró que no serían factibles operaciones de reciclo (sec. 7, y capítulo 7, sec. 8). Por consiguiente, el yacimiento se produjo por agotamiento de pre-

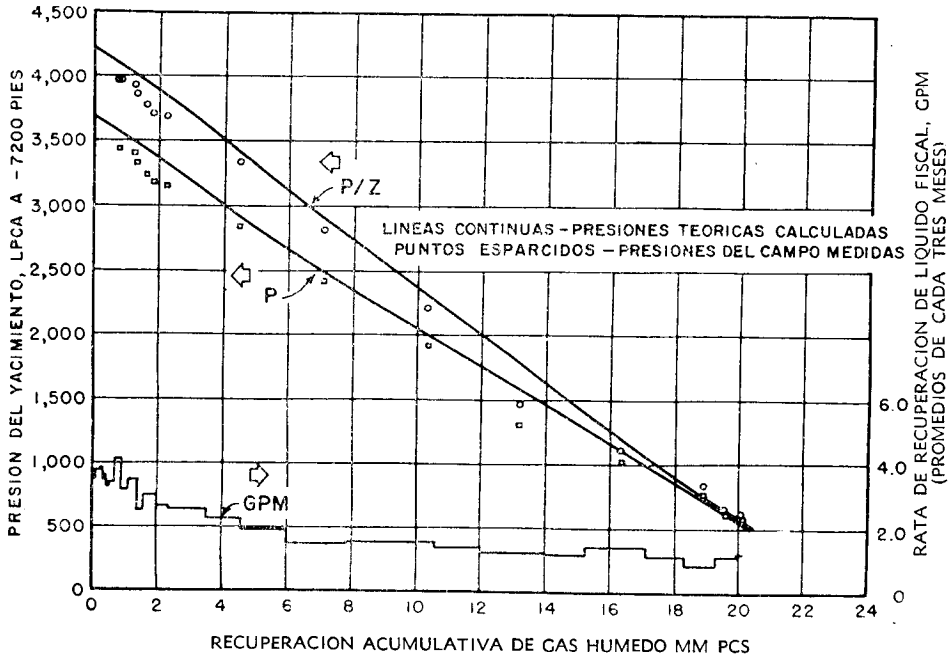


FIG. 2.9.—Valores calculados y medidos de p/z y p frente la recuperación acumulativa de gas húmedo de la formación Bacon Lime en un yacimiento de condensado de gas al este de Texas. (Tomado de Allen y Roe¹⁴, Actas del AIME.)

sión, empleando una separación de tres etapas para recuperar el condensado. A 600 lpca la recuperación es de 20.500 MM PCS y 830.000 bl de condensado, o una razón cumulativa (promedia) gas-petróleo de 24.700 PCS/bl, o 1,70 GPM (galones por mil pies cúbicos). Debido a que las razones gas-petróleo iniciales son alrededor de 12.000 PCS/bl (3,50 GPM), la recuperación de condensado a 600 lpca es de $100 \times 1,7/3,5$ ó 48,6 por ciento del contenido líquido originalmente en el gas producido. Los cálculos teóricos basados en constantes de equilibrio pronosticaron una recuperación de sólo

1,54 GPM (razón gas-petróleo de 27.300), o 44 por ciento, o sea alrededor de un 10 por ciento menos.

La diferencia entre las recuperaciones real y pronosticada puede haber sido causada por errores en la obtención de muestras. Las muestras originales de fluido de los pozos pueden haber sido deficientes en los hidrocarburos más pesados, debido a condensación retrógrada del líquido en el fluido en movimiento a medida que se aproximaba al pozo (sec. 2.4). Otra posibilidad, sugerida por los autores, es la omisión del nitrógeno como un componente del gas empleado en los cálculos. Una pequeña cantidad de nitrógeno, siempre por debajo de 1 mol por ciento, se encontró en varias de las muestras de fluido durante la producción del yacimiento. Por último, los autores sugieren la posibilidad de flujo de líquido retrógrado en el yacimiento como explicación a la mayor recuperación de líquido obtenida sobre la pronosticada en los cálculos teóricos, los que a su vez presumen la inmovilidad de la fase de líquido retrógrado. Si se toma en cuenta las muchas variables que influyen, tanto la recuperación calculada empleando las constantes de equilibrio, como el comportamiento del campo, el acuerdo entre las dos puede considerarse satisfactorio.

La figura 2.10 muestra, en general, buen acuerdo entre el contenido de butanos y compuestos más pesados calculado a partir de la composición de la producción de dos pozos y el contenido calculado a partir de un estudio basado en las constantes de equilibrio. El contenido de líquido expresado en butanos y compuestos más pesados es lógicamente mayor que los GPM a condiciones normales (fig. 2.9), debido a que no todos los butanos ni tampoco todos los pentanos y compuestos más pesados se recuperan en los separadores del campo. El mayor contenido real de butanos y compuestos más pesados hasta 1600 lpca se debe, indudablemente, a las mismas causas presentadas en el párrafo anterior para explicar el por qué la recuperación total real de líquido fiscal (a condición standard) excedió la recuperación calculada a partir de constantes de equilibrio. La recuperación de GPM a condiciones standard en la figura 2.9 no muestra revaporización; sin embargo, las composiciones de la corriente de fluido en el pozo por debajo de 1600 lpca, en la figura 2.10, muestra claramente revaporización de los butanos y compuestos más pesados y, por consiguiente, de los pentanos y compuestos más pesados, los que constituyen la mayor parte del líquido del separador. La revaporización del líquido retrógrado en el yacimiento por debajo de 1600 lpca evidentemente es apenas contrarrestado por la disminución en la eficiencia del separador a bajas presiones.

La figura 2.10 también compara los comportamientos del yaci-

miento calculados según el *proceso diferencial* y el *proceso instantáneo*. En el *proceso diferencial* sólo el gas se produce y, por tanto, no ocurre contacto con la fase líquida en el yacimiento. En el *proceso instantáneo* todo el gas permanece en contacto con el líquido retrógado, y para que esto suceda, el volumen del sistema debe aumentar a medida que la presión disminuye. Por consiguiente, en el proceso diferencial el volumen permanece constante, mientras que la composición varía; en cambio, en el proceso instantáneo la composición permanece constante y el volumen varía. Los experimentos de laboratorio y cálculos basados en constantes de equilibrio son más simples con el proceso instantáneo, donde la composición total del sistema permanece constante; sin embargo, el mecanismo del yaci-

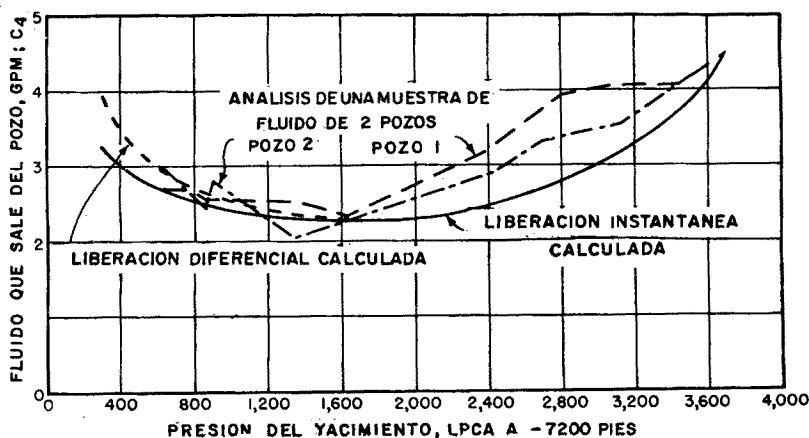


FIG. 2.10.—Cantidad calculada y medida de butanos y compuestos más pesados del fluido producido de la zona Bacon Lime de un yacimiento de condensado de gas situado en el oriente de Texas. (Tomado de Allen y Roe¹⁴, Actas del AIME.)

miento durante la depleción volumétrica de yacimientos de condensado retrógado es esencialmente un proceso diferencial. El trabajo de laboratorio y el empleo de constantes de equilibrio, como se vio en la sec. 4, se aproxima al proceso diferencial por una serie continua de procesos instantáneos. La figura 2.10 muestra similitud hasta 1600 lpca entre los cálculos basados en el proceso diferencial y los basados en el proceso instantáneo. Por debajo de 1600 lpca el comportamiento del pozo se aproxima más a los cálculos del proceso diferencial, ya que el mecanismo del yacimiento sigue en gran parte este proceso, siempre y cuando sólo se produzcan del yacimiento fluido gaseoso, o sea que el líquido retrógado permanece inmóvil.

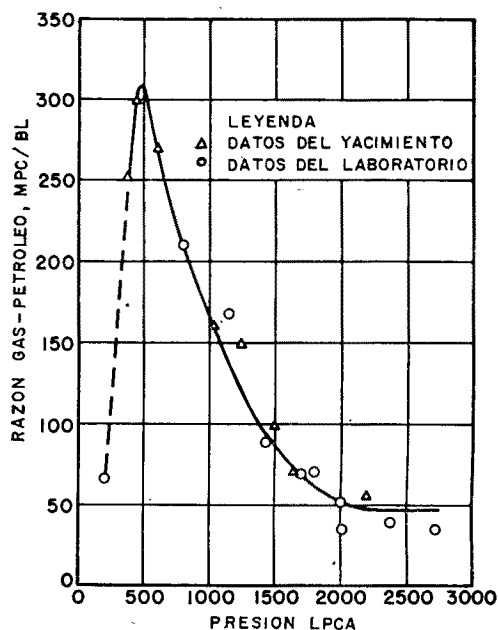


FIG. 2.11.—Comparación entre los datos de campo y de laboratorio de un yacimiento de condensado de gas en la caliza Paradox del estado de Utah. (Tomado de Rodgers, Harrison y Regier⁹; cortesía del AIME.)

La figura 2.11 muestra buen acuerdo entre los datos de campo del yacimiento y los datos de laboratorio para una pequeña acumulación (un pozo), no comercial, de condensado de gas en la formación de caliza Paradox a una profundidad de 5775 pies en el condado de San Juan, Utah, Estados Unidos. Esto dio a los autores Rodgers, Harrison y Regier⁹ una oportunidad única para comparar estudios de laboratorio de PVT y estudios basados en constantes de equilibrio con verdadera depleción del campo, bajo condiciones controladas y observadas cuidadosamente. En el laboratorio se llenó un recipiente de 4000 cm³ con muestras de pozos representativos, a la temperatura y presión inicial del yacimiento. La presión del recipiente se disminuyó removiendo sólo la fase de gas. El gas producido se pasaba por separadores pequeños de tres etapas operados a las temperaturas y presiones óptimas del campo. El comportamiento calculado también se obtuvo, como se explicó con anterioridad, asu-

miendo el proceso diferencial, a partir de ecuaciones que incluían las razones de equilibrio. Los autores concluyen que el estudio de laboratorio con modelos reproducen y pronostican con suficiente aproximación el funcionamiento de yacimientos de condensado. También encontraron que el comportamiento puede calcularse a partir del fluido inicial del yacimiento, con tal que se disponga de constantes de equilibrio representativas.

La tabla 2.7 compara las composiciones iniciales de los fluidos de

TABLA 2.7. *Comparación de las composiciones de los fluidos a condiciones iniciales en las formaciones Bacon Lime y Paradox*

Componente	Formación Bacon Lime	Formación Paradox
Nitrógeno	?	0,0099
Dióxido de carbono	0,0135	0,0000
Metano	0,7690	0,7741
Etano	0,0770	0,1148
Propano	0,0335	0,0531
Butano	0,0350	0,0230
Pentano	0,0210	0,0097
Hexano	0,0150	0,0054
Heptano y comp. más pesados	0,0360	0,0100
	1,0000	1,0000
Peso. Mol. de C_7^+	130	116,4
Gravedad específica de C_7^+ (60 °F)	0,7615	0,7443

la formación Bacon Lime y de la caliza Paradox. Los bajos valores en las razones gas-petróleo de la formación Bacon Lime son consistentes con la concentración superior de pentanos y compuestos más pesados en el fluido de la misma formación.

7. OPERACIONES DE RECICLO Y EMPUJE HIDROSTÁTICO EN YACIMIENTOS DE CONDENSADOS

El contenido de líquidos de muchos yacimientos de condensado constituye una parte importante y apreciable de la acumulación, y como consecuencia de condensación retrógrada, un alto porcentaje de este líquido puede quedarse en el yacimiento al tiempo del abandono. Debido a lo anterior, las operaciones de reciclo de gas han sido adoptadas en muchos yacimientos de condensado. En tales operaciones, el líquido condensado se remueve del gas húmedo

producido, generalmente en una planta de gasolina, y el gas saliente o gas seco se devuelve al yacimiento a través de pozos de inyección. El gas inyectado ayuda a mantener la presión del yacimiento y retarda la condensación retrógrada. Al mismo tiempo desplaza el gas húmedo hacia los pozos de producción. Ya que los líquidos removidos representan parte del volumen de gas húmedo, si no se inyecta gas seco adicional, la presión del yacimiento disminuirá lentamente. Al final de las operaciones de reciclo, es decir, cuando los pozos de producción han sido invadidos por el gas seco, la presión del yacimiento se agota por depleción para recuperar el gas y parte de los líquidos remanentes en porciones no barridas.

Aunque las operaciones de reciclo parecen una solución ideal al problema de condensado retrógrado, existe un número de consideraciones prácticas que la hacen poco atractiva. En primer lugar, los ingresos a largo plazo de la venta de gas no pueden obtenerse durante diez o veinte años. Por ejemplo, el valor actual de gas producido dentro de quince años, descontando al 5 por ciento, es menor del 50 por ciento. En segundo lugar, las operaciones de reciclo requieren gastos adicionales, generalmente mayor número de pozos, un sistema de comprensión y de distribución para los pozos de inyección y una planta de recuperación del líquido. Como tercer factor, debe comprenderse que aún donde la presión del yacimiento se mantiene por encima del punto de rocío, la recuperación de líquido en operaciones de reciclo puede ser mucho menor del 100 por ciento.

Las recuperaciones de reciclo pueden dividirse en tres eficiencias o factores de recuperación diferentes. Cuando en los poros de la roca yacimiento el gas seco desplaza al húmedo, la eficiencia del desplazamiento microscópico varía del 70 al 90 por ciento. Debido a la localización y rata de flujo de los pozos de producción e inyección, cuando el gas seco llega a los de producción quedan zonas del yacimiento que no son barridas por este gas, resultando eficiencias *de barrido* del 50 al 90 por ciento aproximadamente, es decir, 50 a 90 por ciento del volumen poroso inicial es invadido por el gas seco. Las eficiencias *de barrido* comúnmente se miden por estudios que emplean modelos potenciométricos (cap. 7, sec. 8). Por último, se tiene el caso de yacimientos estratificados en tal manera que algunas capas delgadas son mucho más permeables que otras, de manera que el gas seco las barre o fluye a través de ellas a una rata bastante grande. A medida que gran cantidad de gas húmedo queda en las capas de menor permeabilidad (las más densas), el gas seco alcanza los pozos de producción a través de capas más permeables, reduciendo eventualmente el contenido de líquido del gas que se procesa en la planta a un nivel antieconómico.

Supóngase ahora que un yacimiento particular de condensado de gas tiene una eficiencia de desplazamiento de 80 por ciento, una eficiencia de barrido de 80 por ciento y un factor de estratificación de permeabilidad de 80 por ciento. El producto de estos factores individuales da una recuperación total de condensado por operaciones de reciclo del 51,2 por ciento. En estas condiciones, las operaciones de reciclo no son muy atractivas, ya que las pérdidas de condensado retrógrado por comportamiento de depleción pueden llegar hasta el 50 por ciento. Sin embargo, durante el agotamiento final de presión del yacimiento, una vez que las operaciones de reciclo se consideran terminadas, puede recuperarse líquido adicional de las partes barridas y no barridas del yacimiento. Además, las recuperaciones de butano y de propano líquidos en plantas de gasolina son mucho mayores que las recuperaciones de separación por etapas o separación a bajas temperaturas, métodos empleados cuando no se llevan a cabo operaciones de reciclo. De lo dicho anteriormente, es evidente que antes de decidir sobre las operaciones de reciclo, se debe estudiar detenidamente los diferentes aspectos que este problema presenta.

Las operaciones de reciclo también se llevan a cabo en capas de gas de comportamiento no retrógrado superpuestas a zonas de petróleo, particularmente si el petróleo se encuentra encima de una extensa zona de agua. Si gas de la capa de gas se produce al mismo tiempo que el petróleo, a medida que el agua desplaza la zona de petróleo dentro de la zona de la capa de gas en disminución, no sólo va quedando petróleo irrecuperable en la zona original de petróleo, sino también en la parte de la zona de la capa de gas invadida por el petróleo. Por otra parte, si las operaciones de reciclo en la capa de gas se llevan a cabo a la presión inicial o muy cerca de ella, el empuje hidrostático activo desplazará el petróleo a los pozos productores de petróleo obteniendo una recuperación máxima. Entre tanto, parte del líquido existente en la capa de gas se recupera durante las operaciones de reciclo. Es lógico que si la capa de gas presenta fenómeno retrógrado, se obtendrá un recobro adicional. Aun donde no existe empuje hidrostático, el agotamiento simultáneo de la capa de gas y de la zona de petróleo produce recuperaciones de petróleo más bajas. Para aumentar esta recuperación de petróleo debe agotarse primero la zona de petróleo permitiendo que la capa de gas se dilate y barra la zona de petróleo.

Cuando se producen yacimientos de condensado de gas por empuje hidrostático activo en tal forma que la presión inicial del yacimiento decrece muy poco, la condensación retrógrada es muy reducida o casi no existe y la razón gas-petróleo de producción permanece prácticamente constante. La recuperación será la misma que en yacimientos de gas no retrógrados bajo las mismas condiciones,

y dependerá de: a) la saturación inicial de agua innata, S_w ; b) la saturación residual de gas, S_{gr} , en la parte del yacimiento invadida por agua, y c) la fracción F , del volumen inicial del yacimiento invadido por agua. Como el factor volumétrico del gas, B_{gi} , en PCS/bl permanece prácticamente constante, ya que la presión del yacimiento no disminuye, la recuperación fraccional será

$$\text{Recuperación} = \frac{V_i \phi (1 - S_{wi} - S_{gr}) B_{gi} F}{V_i \phi (1 - S_{wi}) B_{gi}} = \frac{(1 - S_{wi} - S_{gr}) F}{(1 - S_{wi})} \quad (2.4)$$

donde V_i es el volumen inicial total del yacimiento; S_{gr} , saturación residual de gas en el área inundada; S_{wi} , saturación inicial de agua innata, y F , fracción del volumen total invadido. Después del desplazamiento con agua, las saturaciones de gas residual varían entre 20 y 50 por ciento, según muestra la tabla 1.8. En empujes hidrostáticos marginales o laterales, la fracción del volumen total invadido a cualquier tiempo o al abandono depende principalmente de la localización de los pozos y del efecto de la estratificación de permeabilidad; y en empujes hidrostáticos de fondo, principalmente del espaciamiento de los pozos y al grado de conificación de agua.

La tabla 2.8 muestra los factores de recuperación calculados con la Ec. (2.4) asumiendo valores razonables de saturación de agua

TABLA 2.8. Factores de recuperación para yacimientos de empuje hidrostático total calculados con la Ec. (2.4)

S_{gr}	S_w	$F=40$	$F=60$	$F=80$	$F=90$	$F=100$
20	10	31,1	46,7	62,2	70,0	77,8
	20	30,0	45,0	60,0	67,5	75,0
	30	28,6	42,8	57,1	64,3	71,4
	40	26,7	40,0	53,4	60,0	66,7
30	10	26,7	40,0	53,4	60,0	66,7
	20	25,0	37,5	50,0	56,3	62,5
	30	22,8	34,3	45,7	51,4	57,1
	40	20,0	30,0	40,0	45,0	50,0
40	10	22,2	33,3	44,4	50,0	55,6
	20	20,0	30,0	40,0	45,0	50,0
	30	17,1	25,7	34,2	38,5	42,8
	40	13,3	20,0	26,6	30,0	33,3
50	10	17,7	26,6	35,5	40,0	44,4
	20	15,0	22,5	30,0	33,8	37,5
	30	11,4	17,1	22,8	25,7	28,5
	40	6,7	10,0	13,6	15,0	16,7

innata, saturación de gas residual e invasión fraccional de agua al tiempo de abandono. Los factores de recuperación se aplican igualmente a yacimientos de gas y de condensado de gas, ya que en un empuje hidrostático activo no ocurre pérdida por condensación retrógrada.

La tabla 2.9 compara la recuperación de condensado de gas para el yacimiento del ejemplo 2.3 por: a) depleción volumétrica, b) empuje hidrostático a una presión inicial de 2960 lpca y c) empuje hidrostático parcial a partir de una presión de estabilización de 2000 lpca. El fluido húmedo inicial o total, gas y condensado, y las recuperaciones por comportamiento de depleción a una presión de abandono supuesta de 500 lpca se obtuvieron del ejemplo 2.3 y tablas 2.4 y 2.5. En un empuje hidrostático completo, la recuperación calculada con la ecuación (2.4) o tabla 2.8 es 57,1 por ciento, empleando como saturación residual de gas, 20 por ciento; saturación de agua innata, 30 por ciento e invasión fraccional al tiempo de abandono, 80 por ciento. Como no ocurre pérdida por condensación retrógrada, el valor anterior se aplica igualmente a las recuperaciones de gas húmedo, gas y condensado.

Cuando existe un empuje hidrostático parcial y la presión del yacimiento se estabiliza en un determinado valor, 2000 lpca en este caso, la recuperación es aproximadamente igual a la suma de la recuperación por depleción de presión hasta la presión de estabilización, y a la recuperación del fluido restante por empuje hidrostático completo a la presión de estabilización. Como el líquido retrógrado a la presión de estabilización es inmóvil, será absorbido por el agua de invasión, y la saturación residual de hidrocarburos (gas y líquido retrógrado) será aproximadamente la misma que para el gas solo, es decir, 20 por ciento para este ejemplo. Los valores de recuperación por depleción hasta 2000 lpca de la tabla 2.9 se obtuvieron de la tabla 2.5. La recuperación adicional por empuje hidrostático a 2000 lpca puede explicarse por medio de los valores de la tabla 2.10. A 2000 lpca, el volumen de condensado retrógrado es 625 p³/ac-p ó 8,2 por ciento del volumen poroso inicial disponible para hidrocarburos de 7623 p³/ac-p; 8,2 por ciento se encontró a partir de los datos PTV de la tabla 2.4. Si se supone una saturación residual de hidrocarburos (gas y condensado) del 20 por ciento después de la invasión de agua, como se supuso previamente para la saturación residual de gas por empuje hidrostático completo, el volumen de agua después del empuje hidrostático es 80 por ciento de 10.890, ó 8712 p³/ac-p. Del resto, o sea, 2098 p³/ac-p, y ya que se supone que la presión se estabiliza a 2000 lpca, 8,2 por ciento o 625 p³/ac-p será

Tabla 2.9. Comparación de recuperaciones de condensado de gas obtenidas por empuje por depleción, empuje hidrostático y empuje hidrostático parcial
(Basado en los datos de las tablas 2.4 y 2.5 y ejemplo 2.3. $S_w=30$ por ciento; $S_{gr}=S_{gr}+S_{gr}=20$ por ciento; $F=80$ por ciento.)

Mecanismo de recuperación	Recuperación de condensado		Recuperación de gas		Recuperación de fluido total	
	b/ ac-p	Por ciento	MPC/ac-p	Por ciento	MPC/ac-p	Por ciento
Fluido inicial en el yacimiento	143,2	100,0	1441	100,0	1580	100,0
Empuje por depleción hasta 500 lpca	71,6	50,0	1200	83,3	1271	80,4
Empuje hidrostático a 2960 lpca	81,8	57,1	823	57,1	902	57,1
(a) Depleción hasta 2000 lpca	28,4	19,8	457	31,7	485	30,7
(b) Empuje hidrostático a 2000 lpca	31,2	21,8	553	38,4	584	37,0
Total por empuje hidrostático parcial, (a)+(b)	59,6	41,6	1010	70,1	1069	67,7

TABLA 2.10. Volúmenes de agua, gas y condensado en un acre-pie de roca total del yacimiento en el ejemplo 2.3

	Volúmenes iniciales en el yacimiento, p ³ /ac-p	Volúmenes después de depleción hasta 2000 lpca, p ³ /ac-p	Volúmenes después de empuje hidrostático 2000 lpca, p ³ /ac-p
Agua	3267	3267	8712
Gas	7623	6998	1553
Condensado... ..		625	625
Total... ..	10.890	10.890	10.890

líquido condensado y 1553 será gas libre. El vapor en el yacimiento a 2000 lpca, antes del empuje hidrostático, es

$$\frac{2000 \times 6998 \times 379,4}{1000 \times 0,805 \times 10,73 \times 655} = 938,5 \text{ M PCS/ac-p}$$

La recuperación fraccional de la fase de vapor por empuje hidrostático completo a 2000 lpca es

$$\frac{6998 - 1553}{6998} = 0,778 \text{ ó } 77,8 \text{ por ciento.}$$

Si $F=0,80$ —o en promedio, sólo 80 por ciento de cada acre-pie es invadido por agua al tiempo de abandono—la recuperación total se reduce a $0,80 \times 0,778$, ó 62,2 por ciento del contenido de vapor a 2000 lpca, ó 584 M PCS/ac-p. La tabla 2.5 indica que a 2000 lpca la razón de gas húmedo a gas seco, después de separación, es 245,2 a 232,3, y la razón gas-petróleo en base al gas seco es 17.730 PCS/bl. Luego 584 M PCS de gas húmedo o total contiene una cantidad de gas seco de

$$584 \times \frac{232,3}{245,2} = 553 \text{ M PCS/ac-p}$$

y una cantidad de líquido condensado fiscal de

$$\frac{553 \times 1000}{17.730} = 31,2 \text{ bl/ac-p}$$

La tabla 2.9 indica que se logra una mejor recuperación total por

solo comportamiento por depleción para el yacimiento de condensado de gas del ejemplo 2.3, usando los valores supuestos de F y S_{gr} . Se logra mejor recuperación de condensado por empuje hidrostático activo ya que no se forma líquido retrógrado. El valor de los productos obtenidos depende, lógicamente, de los precios unitarios relativos de venta del gas y del condensado.

PROBLEMAS

2.1. Un yacimiento de condensado de gas contiene inicialmente 1300 M PCS de gas seco por acre-pie y 115 bl de condensado. Se calcula que la recuperación de gas será de 85 por ciento, y la de condensado, 58 por ciento en comportamiento por depleción. ¿Cuál es el valor de las reservas iniciales de gas y condensado por acre-pie si el precio de venta del gas es 20 centavos por M PCS y el del condensado 2,50 dólares por barril? Res.: 221,00 dólares; 166,75 dólares.

2.2. La producción diaria de un pozo es de 45,3 bl de condensado y 742 M PCS de gas seco. El peso molecular y gravedad del condensado son 121,2 y 52 °API a 60 °F, respectivamente.

(a) ¿Cuál es la razón gas-petróleo en base del gas seco? Res.: 16.380.

(b) ¿Cuál es el contenido de líquido expresado en barriles por MM PCS en base del gas seco? Res.: 61,1.

(c) ¿Cuál es el contenido de líquido expresado en GPM en base del gas seco? Res.: 2,57.

(d) Repítanse partes (a), (b) y (c) expresando los valores en base del gas total o gas húmedo. Res.: 17.200, 58,1 y 2,44.

2.3. La producción diaria inicial de un yacimiento de condensado de gas es 186 bl de condensado, 3750 M PCS de gas a alta presión (gas del separador) y 95 M PCS de gas a condiciones normales (gas del tanque). La gravedad del petróleo a condiciones standard es 51,2° API. El peso específico del gas del separador es 0,712, y el de gas a condiciones normales es 1,30. La presión inicial del yacimiento es 3480 lpca y su temperatura 220 °F. La porosidad promedia disponible para hidrocarburos es 17,2 por ciento. Las condiciones standard son 14,7 y 60 °F.

(a) ¿Cuál es el peso o gravedad específica promedia de los gases producidos? Res.: 0,727.

(b) ¿Cuál es la razón gas-petróleo inicial? Res.: 20.700.

(c) ¿Cuál es el peso molecular aproximado del condensado? Res.: 134,3.

(d) ¿Cuál es el peso o gravedad específica (aire=1,00) del fluido total producido del pozo? Res.: 0,866.

(e) ¿Cuál es el factor de desviación del gas del fluido inicial del yacimiento (vapor) a la presión inicial? Res.: 0,865.

(f) ¿Cuál es la cantidad inicial de moles en el yacimiento por acre-pie? Res.: 4131.

(g) ¿Cuál es la fracción molar de la fase gaseosa en el fluido inicial del yacimiento? Res.: 0,964.

(h) ¿Cuáles son los volúmenes iniciales de gas seco y condensado en el yacimiento por acre-pie? Res.: 1511 y 73,0.

2.4. (a) Calcular el factor de desviación del gas, a 5820 lpca y 265 °F, para el fluido de condensado de gas cuya composición se presenta en la tabla 2.1. Usense los valores críticos de C_7 para la fracción C_7 . Res.: 1,072.

(b) Si la mitad de los butanos y toda la fracción de pentanos y compuestos más pesados se recuperan como líquidos, ¿cuál es la razón gas-petróleo inicial? Compárese con las razones gas-petróleo medidas. Res.: 15.300.

2.5. Calcular la composición del líquido retrógrado del yacimiento a 2500 lpca a partir de los datos de las tablas 2.4 y 2.5 y el ejemplo 2.3. Suponer que el peso molecular de la fracción de heptanos y compuestos más pesados es la misma que el del fluido inicial del yacimiento. Res.: $C_1 - C_7^+$; 0,405; 0,077; 0,055; 0,065; 0,056; 0,089; 0,253.

2.6. Estimar las recuperaciones de gas y condensado del yacimiento del ejemplo 2.3 con empuje parcial hidrostático, si la presión del yacimiento se estabiliza a 2500 lpca. Asíumase una saturación residual de hidrocarburos de 20 por ciento y $F=52,5$ por ciento. Res.: 681,1 M PCS ac-pie; 46,3 bl/ac-pie.

2.7. Calcular el factor de recuperación en una operación de reciclo de un yacimiento de condensado si la eficiencia de desplazamiento es 85 por ciento, la eficiencia de barrido 65 por ciento y el factor de estratificación de permeabilidad 60 por ciento. Res.: 0,332.

2.8. Los siguientes datos se obtuvieron del análisis de una muestra recombinada del gas y condensado del separador. El experimento se hace en un recipiente de PVT cuyo volumen inicial disponible para hidrocarburos es 3958,14 cm³. Los GPM de gas húmedo y las razones gas seco-petróleo se calcularon a partir de los factores o constantes de equilibrio, K , usando la producción obtenida de un separador que opera a 300 lpca y 70 °F. La presión ini-

cial del yacimiento es 4000 lpca—valor muy cercano a la presión del punto de rocío—, y la temperatura 186 °F.

(a) En base al contenido inicial de gas húmedo en el yacimiento, 1,00 MM PCS, cuáles son las recuperaciones de gas húmedo, gas seco y condensado en cada intervalo de presión, si se considera empuje por depleción. Res.: De 4000 a 3500 lpca, 53,71 M PCS; 48,46 M PCS, y 5,85 bl.

(b) ¿Cuáles son los volúmenes de gas seco y condensado ini-

DATOS DEL PROBLEMA 2.8. *Composición en porcentaje molar*

Presión, lpca	4000	3500	2900	2100	1300	605
CO ₂	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,21
N ₂	0,13	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14
C ₁	67,72	63,10	65,21	69,79	70,77	66,59
C ₂	14,10	14,27	14,10	14,12	14,63	16,06
C ₃	8,37	8,25	8,10	7,57	7,73	9,11
i-C ₄	0,98	0,91	0,95	0,81	0,79	1,01
n-C ₄	3,45	3,40	3,16	2,71	2,59	3,31
i-C ₅	0,91	0,86	0,84	0,67	0,55	0,68
n-C ₅	1,52	1,40	1,39	0,97	0,81	1,02
C ₆	1,79	1,60	1,52	1,03	1,73	0,80
C ₇ ⁺	6,85	5,90	4,41	2,00	1,06	1,07
	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Peso molecular, de C ₇ ⁺	143	138	128	116	111	110
Factor de desviación del gas a 186 °F para el gas húmedo o total,	0,867	0,799	0,748	0,762	0,819	0,902
Producción de gas húmedo, cm ³ a T y P del recipiente	0	224,0	474,0	1303	2600	5198
GPM de gas húmedo (calculado)	5,254	4,578	3,347	1,553	0,835	0,895
Razón gas seco-petróleo.	7.127	8.283	11.621	26.051	49.312	45.872
Líquido retrógrado, por ciento del volumen del recipiente	0	3,32	19,36	23,91	22,46	18,07

cialmente en el yacimiento en 1,00 MM PCS de gas húmedo? Res.: 891,6 M PCS; 125,1 bl.

(c) Calcular la recuperación cumulativa y el porcentaje de gas húmedo, gas seco y condensado en cada intervalo de presión, si se considera empuje por depleción. Res.: a 605 lpca, 767,5 M PCS; 739,2 M PCS, y 29,7 bl, 76,74; 82,90, y 23,74 por ciento.

(d) Si la presión de abandono es 605 lpca, la porosidad 10 por ciento y la saturación de agua connata 20 por ciento ¿cuáles son las recuperaciones en base de un acre-pie? Res.: 675 M PCS; 650 M PCS y 26,14 bl.

2.9. Si el líquido retrógrado en el yacimiento del problema 2.8 comienza a fluir cuando su saturación alcanza el 15 por ciento, ¿cuál será el efecto sobre la recuperación de condensado?

2.10. Si la presión inicial del yacimiento en el problema 2.8 es 5713 lpca y el punto de rocío es 4000 lpca, ¿cuáles son las recuperaciones adicionales por acre-pie de gas húmedo, gas seco y condensado? El factor de desviación del gas es 1,107 a 5713 lpca y los valores de GPM y RGP (GOR), entre 5713 y 4000 lpca son los mismos que a 4000 lpca. Res.: 104 M PCS; 92,7 M PCS, y 13,0 bl.

2.11. Calcular el valor de los productos recuperados por cada mecanismo con referencia a la tabla 2.9, si se asume: (a) 2,00 dólares por barril de condensado y 10 centavos por M PCS de gas; (b) 2,50 dólares por barril y 20 centavos por M PCS, y (c) 2,50 dólares por barril y 30 centavos por M PCS. Res.: (a) 430,50, 262,30. 245,90, 220,20 dólares; (b) 646,00, 419,00, 369,10, 351,00 dólares; (c) 790,30, 539,00, 452,40, 452,30 dólares.

2.12. En un estudio de PVT de un fluido de condensado de gas, 17,5 cm³ de gas húmedo (vapor), medidos a la presión del recipiente o celda de prueba de 2500 lpca y temperatura de 195 °F, se pasan a un recipiente de baja presión, donde existe vacío, y cuyo volumen de 5000 cm³ se mantiene a 350 °F para prevenir la formación de líquido por expansión. Si la presión del recipiente aumenta a 620 mm Hg, ¿cuál es el factor de desviación del gas en recipiente o celda de prueba a 2500 lpca y 195 °F, asumiendo que el gas del recipiente se comporta idealmente? Res.: 0,790.

2.13. Con las suposiciones del ejemplo 2.3 y los datos de la tabla 2.4, demuéstrese que la recuperación de condensado entre 2000 y 1500 lpca es 13,3 bl/ac-pie, y la razón gas seco-petróleo es 19.010 PCS/bl.

BIBLIOGRAFIA

- ¹ J. C. Allen, "Factors Affecting the Classification of Oil and Gas Wells", *API Drilling and Production Practice* (1952), p. 118.
- ² *Ira Rinehart's Yearbooks* (Dallas: Rinehart Oil News Company, 1953-1957), Vol. N.º 2.
- ³ M. Muskat, *Physical Principles of Oil Production* (Nueva York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1949), Chap. 15.
- ⁴ M. B. Standing, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems* (Nueva York: Reinhold Publishing Corporation, 1952), Chap. 6.
- ⁵ O. F. Thornton, "Gas-Condensate Reservoirs—a Review", *API Drilling and Production Practice* (1946), p. 150.
- ⁶ C. K. Elierts and Others, *Phase Relations of Gas-Condensate Fluids*, Monograph 10, Bureau of Mines (Nueva York: American Gas Association, 1957), Vol. I.
- ⁷ C. S. Cragoe, "Thermodynamic Properties of Petroleum Products", Bureau of Standards, U. S. Department of Commerce (1929), Miscellaneous Publication N.º 97, p. 22.
- ⁸ T. A. Mathews, C. H. Roland y D. L. Katz, "High Pressure Gas Measurement", *Proc. NGAA* (1942), p. 41.
- ⁹ J. K. Rodgers, N. H. Harrison y S. Regier, "Comparison Between the Predicted and Actual Production History of a Condensate Reservoir", Paper N.º 883-G presented before the AIME Meeting, Dallas, Texas, octubre 1957.
- ¹⁰ W. E. Portman y J. M. Campbell, "Effect of Pressure, Temperature, and Wellstream Composition on the Quantity of Stabilized Separator Fluid", *Trans. AIME* (1956), 207, 308.
- ¹¹ R. L. Huntington, *Natural Gas and Natural Gasoline* (Nueva York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1950), Chap. 7.
- ¹² *Natural Gasoline Supply Men's Association Engineering Data Book*, 7th Edition (Tulsa: Natural Gasoline Supply Men's Association, 1957), p. 161.
- ¹³ A. E. Hoffmann, J. S. Crump y C. R. Hocott, "Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System", *Trans. AIME* (1953), 198, 1.
- ¹⁴ F. H. Allen y R. P. Roe, "Performance Characteristics of a Volumetric Condensate Reservoir", *Trans. AIME* (1950), 189, 83.
- ¹⁵ J. E. Berryman, "The Predicted Performance of a Gas-Condensate System, Washington Field, Louisiana", *Trans. AIME* (1957), 210, 102.
- ¹⁶ R. H. Jacoby, R. C. Koeller y V. J. Berry, Jr., "Effect of Composition and Temperature on Phase Behavior and Depletion Performance of Gas-Condensate Systems" Paper presented before SPE of AIME, Houston, Octubre 5-8, 1958.

III. YACIMIENTOS DE PETROLEO SUBSATURADO

1. INTRODUCCIÓN

Los fluidos encontrados en yacimientos petrolíferos son esencialmente mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos, que contienen con frecuencia impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. La tabla 3.1^{*.1} presenta la composición en

TABLA 3.1. *Propiedades y composiciones de fluidos típicos de yacimientos*
(Tomado de Kennerly, cortesía de Core Laboratories, Inc.)

Componente o propiedad	Calif.	Wyom.	Sur de Texas	Norte de Texas	Oeste de Texas	Sur de Luisiana
Metano	22,62	1,08	48,04	25,63	28,63	65,01
Etano	1,69	2,41	3,36	5,26	10,75	7,84
Propano	0,81	2,86	1,94	10,36	9,95	6,42
Iso-Butano	0,51	0,86	0,43	1,84	4,36	2,14
Butano normal	0,38	2,83	0,75	5,67	4,16	2,91
Iso-Pentano	0,19	1,68	0,78	3,14	2,03	1,65
Pentano normal	0,19	2,17	0,73	1,91	3,83	0,83
Hexanos	0,62	4,51	2,79	4,26	2,35	1,19
Heptanos y demás	72,99	81,60	41,18	41,93	33,94	12,01
Densidad de heptanos y demás, g/cm ³	0,957	0,920	0,860	0,843	0,792	0,814
Peso molecular de heptanos y demás	360	289	198	231	177	177
Profundidad de muestreo, p	2980	3160	8010	4520	12,400	10,600
Temp. del yac., °F	141	108	210	140	202	241
Presión de saturación, lpcr	1217	95	3660	1205	1822	4730
RGP, PCS/BF	105	22	750	480	895	4053
Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	1,065	1,031	1,428	1,305	1,659	3,610
Grav. del pet. fiscal, °API	16,3	25,1	34,8	40,6	50,8	43,5
Grav. esp. del gas (aire=1,00)	0,669		0,715	1,032	1,151	0,880

* Referencias citadas a través del libro se incluyen al final de cada capítulo.

porcentaje molar de varios líquidos típicos encontrados en yacimientos, junto con la gravedad del petróleo fiscal, la razón gas-petróleo de la mezcla del yacimiento y otras características de tales fluidos. La composición del petróleo fiscal es completamente diferente a su composición a condiciones del yacimiento, debido principalmente a la liberación de la mayor parte del metano y etano en solución y a la vaporización de fracciones de propanos, butanos y pentanos a medida que la presión disminuye al pasar de condiciones del yacimiento a condiciones atmosféricas normales. La tabla indica buena correlación entre la razón gas-petróleo de los fluidos y los porcentajes de metano y etano que contienen, para un intervalo de razón gas-petróleo comprendido entre 22 PCS/BF y 4053 PCS/BF.

Existen dos métodos de obtener muestras de fluido del yacimiento: 1) con equipo especial de muestreo que se baja dentro del pozo, sujetado por un cable de acero, y 2) tomando muestras de gas y petróleo en la superficie y mezclándolas en las debidas proporciones de acuerdo con la razón gas-petróleo medida al tiempo del muestreo. Las muestras deben obtenerse al comienzo de las operaciones de producción del yacimiento, preferiblemente del primer pozo, para que en esta forma la muestra sea representativa del fluido original que se encuentra en el yacimiento. La composición del fluido obtenido en el sacamuestras depende de la historia del pozo, anterior a la operación de muestreo. Si el pozo no ha sido acondicionado debidamente antes de obtener la muestra, será imposible obtener muestras representativas del fluido del yacimiento. Kennerly¹ y Reudelhuber² recomiendan un procedimiento para acondicionar debidamente el pozo. La información obtenida del análisis de una muestra de fluido incluye generalmente los siguientes datos:

1. Razones gas en solución-petróleo y gas liberado-petróleo y los volúmenes de las fases líquidas.
2. Factores volumétricos, gravedad del petróleo fiscal y razones gas-petróleo del separador a condiciones fiscales, para diferentes presiones del separador.
3. Presión del punto de burbujeo del fluido del yacimiento.
4. Compresibilidad del petróleo saturado a condiciones del yacimiento.
5. Viscosidad del petróleo a condiciones del yacimiento como función de presión.
6. Análisis fraccional de una muestra de gas obtenida de la cabeza del pozo y del fluido saturado a condiciones del yacimiento.

Para un análisis preliminar de un yacimiento y si no se disponen de datos de laboratorio, generalmente pueden hacerse estimaciones

razonables a partir de correlaciones empíricas basadas en datos fáciles de obtener. Estos datos incluyen: gravedad del petróleo fiscal, gravedad específica del gas producido, razón gas-petróleo al comienzo de la producción, viscosidad del petróleo fiscal, temperatura del yacimiento y presión inicial del mismo.

Las variaciones en las propiedades de un fluido de yacimiento, de varias muestras obtenidas en diferentes partes del yacimiento, son pequeñas y no exceden a las variaciones inherentes en las técnicas de muestreo y de análisis. Esto sucede en la mayoría de los yacimientos. Por otra parte, en algunos yacimientos, particularmente aquellos con grandes volúmenes de arenas, las variaciones en las propiedades de los fluidos son considerables. Por ejemplo, en la Elk Basin de Wyoming y Montana ³, EE. UU., a condiciones iniciales del yacimiento, la razón gas-petróleo cerca a la cresta de la estructura era de 490 PCS/bl de petróleo mientras que en los flancos, 1762 pies más abajo, era de 134 PCS/bl de petróleo, lo que representa un gradiente de gas en solución de 20 PCS/bl por 100 pies de elevación. La cantidad de gas disuelto afecta considerablemente muchas propiedades de los fluidos de yacimiento. Por ejemplo, ocurren grandes variaciones en la viscosidad del fluido, factor volumétrico del mismo, etcétera. Se han publicado variaciones similares del yacimiento de la arenisca Weber del campo Rangely, Colorado ⁴, EE. UU., y del campo del arrecife Scurry en Texas ⁵, donde los gradientes de gas disuelto eran, respectivamente, 25 y 46 PCS/bl por 100 pies de elevación. Estas variaciones en las propiedades de los fluidos pueden explicarse por una combinación de factores: a) gradientes de temperatura, b) segregación gravitacional, y c) falta de equilibrio entre el petróleo y el gas en solución. Cook, Spencer, Bobrowski y Chin ⁵ y McCord ⁶ han presentado métodos para resolver problemas de yacimientos donde existen considerables variaciones en las propiedades de los fluidos.

2. SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad de gas en petróleo crudo depende de: a) presión, b) temperatura, y c) composiciones del gas y del petróleo. Para un mismo gas y petróleo a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta. Para determinadas presión y temperatura, la cantidad de gas en solución aumenta a medida que las composiciones del gas y del petróleo se asemejan, es decir, es mayor en gases de alta y en petróleos de baja gravedad específica, o sea, en petróleos de alta gravedad API. De manera distinta a la solubilidad, por ejemplo, de

cloruro de sodio en agua, el gas es infinitamente soluble en petróleo, la cantidad de gas está sólo limitada por la presión o por la cantidad de gas disponible.

Se dice que un petróleo crudo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución. Inversamente, si no se libera gas de la solución, se dice que el petróleo está subsaturado (o no saturado) a esa presión. El estado subsaturado implica que existe una deficiencia de gas y que si hubiera existido suficiente gas, el petróleo se encontraría en un es-

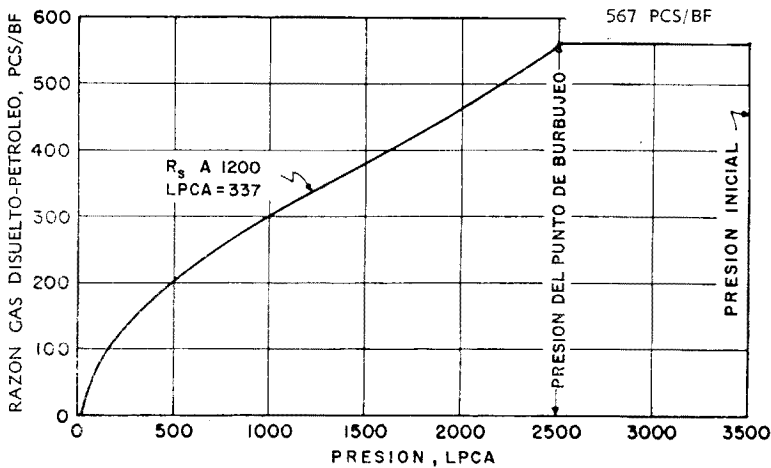


Fig. 3.1.—Razón gas disuelto-petróleo, del campo Big Sandy, por liberación instantánea a la temperatura del yacimiento, 160° F.

tado saturado a esa presión. Más aún, el estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir, no hay capa de gas.

La solubilidad de gas a condiciones isotérmicas generalmente se expresa en función del aumento en gas en solución por unidad de petróleo por aumento en la unidad de presión, es decir, PCS/bl/lpc, o dR_g/dp . Aunque en muchos yacimientos esta solubilidad es aproximadamente invariable sobre un intervalo considerable de presiones, en cálculos precisos de estudios de yacimiento la solubilidad se expresa en términos del gas total en solución a cualquier presión, o sea, PCS/bl o R_g . En la siguiente sección se verá que el volumen de petróleo crudo aumenta considerablemente debido al gas en solución, y, por esta razón, la cantidad de gas en solución se refiere por lo general a una unidad de petróleo fiscal, y la *razón gas disuelto-*

petróleo, R_v , se expresa en PCS/BF. La figura 3.1 muestra la variación de gas en solución con la presión para el fluido del yacimiento Big Sandy, Ohio, a la temperatura del yacimiento, 160 °F. A la presión inicial del yacimiento, 3500 lpca, el gas en solución es 567 PCS/BF. El gráfico ilustra que no se desprende gas de la solución al reducir la presión inicial hasta los 2500 lpca. Por consiguiente, el petróleo está subsaturado en esta región y no existe fase de gas libre (capa de gas) en el yacimiento. La presión de 2500 lpca se denomina *presión del punto de burbujeo*, ya que a esta presión aparece la primera burbuja de gas. A 1200 lpca, la solubilidad del gas es de 337 PCS/BF, y la solubilidad *promedia* entre 2500 lpca y 1200 lpca es

$$\text{Solubilidad promedia} = \frac{567 - 337}{2500 - 1200} = 0,177 \text{ PCS/BF/lpc}$$

Los datos de la figura 3.1 se obtuvieron de un estudio de laboratorio de PVT realizado con una muestra de fluido obtenida del fondo de un pozo del yacimiento Big Sandy, usando el proceso de liberación instantánea. En el capítulo 4, sec. 6, se mostrará que la razón gas disuelto-petróleo y otras propiedades del fluido del yacimiento dependen de la forma en que se libera el gas del petróleo. La naturaleza del fenómeno se discutirá junto con las complicaciones que introduce en ciertos cálculos de estudios de yacimientos. Por el momento, para simplificar, este fenómeno se ignorará y un barril de petróleo fiscal (o barril de petróleo a condiciones normales) se identificará con un barril de petróleo residual después del proceso de liberación instantánea, y se emplearán las razones gas disuelto-petróleo obtenidas en pruebas de liberación instantánea.

Cuando no se dispone de análisis de laboratorio para los fluidos del yacimiento, a menudo puede estimarse con suficiente exactitud la razón gas disuelto-petróleo. Standing' ofrece un método de correlación donde la razón gas disuelto-petróleo puede obtenerse si se conoce la presión y temperatura del yacimiento, la gravedad API del petróleo fiscal y la gravedad específica del gas producido. También, en muchos casos, la razón inicial gas disuelto-petróleo se aproxima a la razón gas-petróleo de producción al comienzo de las operaciones de producción.

3. FACTORES VOLUMÉTRICOS

En la sección anterior se observó el aumento considerable en volumen que la solubilidad del gas produce en el petróleo crudo. La figura 3.2 indica la variación volumétrica en el líquido del yacimien-

to Big Sandy como función de presión a la temperatura del yacimiento de 160 °F. Ya que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial de 3500 lpca a la presión del punto de burbujeo, 2500 lpca, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (líquido); sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen aumenta de 1,310 bl/BF a 3500 lpca, a 1,333 bl/BF a 2500 lpca. Por debajo de 2500 lpca, la

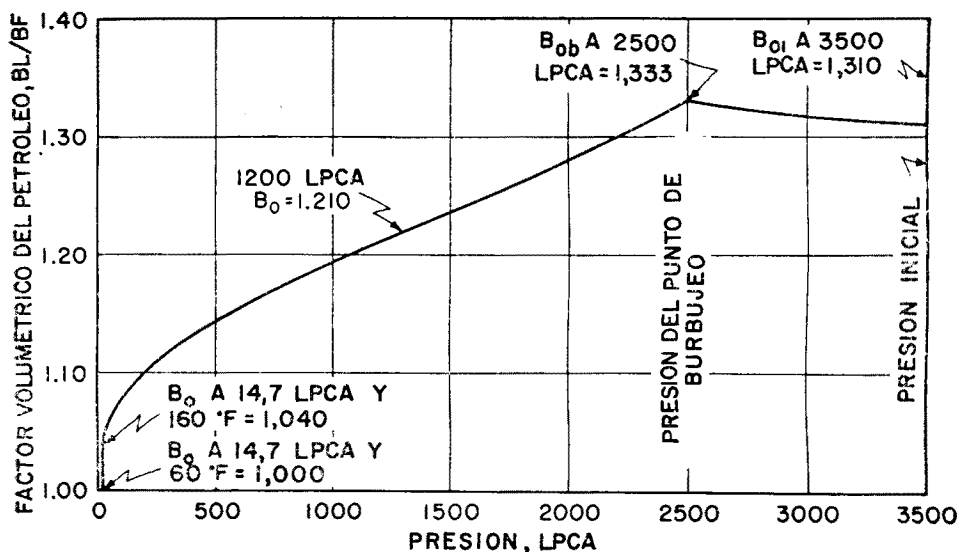


FIG. 3.2.—Factor volumétrico del petróleo del campo Big Sandy, por liberación instantánea, a temperatura del yacimiento, 160° F.

expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución. A 1200 lpca el volumen disminuye a 1,210 bl/BF, y a presión atmosférica y 160 °F disminuye a 1,040 bl/BF. El coeficiente de dilatación térmica para el petróleo crudo (30 °API a condiciones normales) del yacimiento Big Sandy es cerca de 0,00040 por °F; por tanto, un barril fiscal, es decir a 60 °F, se convertirá aproximadamente en 1,04 bl a 160 °F, calculado con la siguiente ecuación:

$$V_T = V_{60} [1 + \beta (T - 60)] \quad (3.1)$$

$$V_{160} = 1,00 [1 + 0,00040(160 - 60)] = 1,04 \text{ bl}$$

donde β es el coeficiente térmico de dilatación del petróleo.

El *factor volumétrico del petróleo* o *factor volumétrico del fluido de la formación*, abreviado FVF y símbolo B_o , puede definirse, a cualquier presión, como el volumen en barriles que un barril en condiciones standard ocupa en la *formación* (yacimiento), es decir, a la temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo a esa presión. Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del petróleo fiscal, este factor será siempre mayor que la unidad. Cuando todo el gas presente está disuelto en el petróleo, es decir, a la presión del punto de burbujeo, un aumento adicional en la presión reduce el volumen en proporción a la compresibilidad del líquido. Para el yacimiento discutido, Big Sandy, por cada 1,310 barriles de líquido en el yacimiento se *obténdrá* 1,000 barril fiscal, o sea, sólo 76,3 por ciento. Este valor, 76,3 por ciento ó 0,763, es el recíproco del factor volumétrico del petróleo y se le denomina *factor de contracción o de merma*. En la misma forma que el factor volumétrico del petróleo se multiplica por el volumen a condiciones normales para determinar el volumen a condiciones del yacimiento, el factor de contracción se multiplica por el volumen a condiciones del yacimiento para obtener el volumen a condiciones normales. De los dos términos, el factor volumétrico del petróleo es el más empleado. Como se mencionó anteriormente, los factores volumétricos dependen del proceso de liberación de gas, fenómeno que ignoraremos hasta el capítulo 4, sec. 6.

Ciertas ecuaciones emplean un término denominado *factor volumétrico total, de dos fases o bifásico*, B_t , definido como el volumen en barriles que ocupa un barril fiscal *junto con su volumen inicial de gas disuelto* a cualquier presión y temperatura. En otras palabras, incluye el volumen líquido, B_o , más el volumen de la *diferencia* entre la razón gas-petróleo inicial, R_{ii} , y la razón gas-petróleo a la presión especificada, R_s . Si el factor volumétrico del gas es B_g en barriles por pie cúbico standard de gas en solución, el factor volumétrico total será:

$$B_t = B_o + B_g(R_{ii} - R_s) \quad (3.2)$$

Por encima de la presión de punto de burbujeo $R_{ii} = R_s$, el factor volumétrico total o bifásico es igual al factor volumétrico monofásico del petróleo. Por debajo del punto de burbujeo, sin embargo, a medida que la presión disminuye, el factor volumétrico del petróleo también disminuye y el factor volumétrico total aumenta debido a la liberación de gas de la solución y a la continua expansión del gas liberado de la misma.

Los factores volumétricos total y del petróleo para el fluido del yacimiento Big Sandy puede visualizarse observando la figura 3.3, basada en datos de las figuras 3.1 y 3.2. La figura 3.3 (A) muestra

FACTORES VOLUMÉTRICOS

141

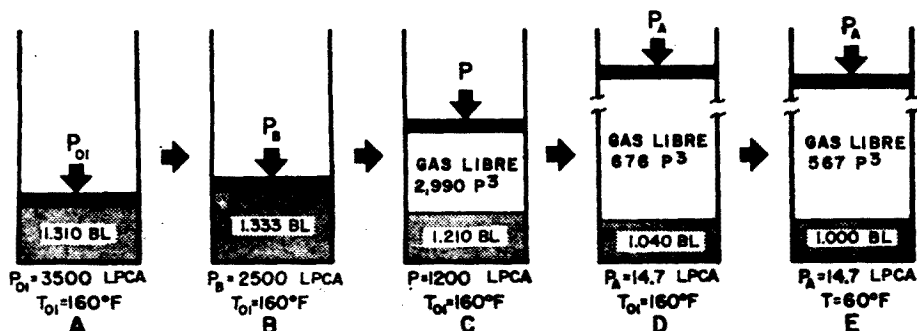


FIG. 3.3.—Diagramas que ilustran el cambio en los factores volumétricos de una y dos fases del fluido del campo Big Sandy.

un cilindro con un pistón. El primer cilindro a la izquierda contiene 1,310 bl de fluido inicial del yacimiento (líquido) a la presión inicial de 3500 lpca y temperatura de 160 °F. A medida que el pistón se levanta, el volumen aumenta y como consecuencia la presión disminuye. A 2500 lpca, presión del punto de burbujeo, el volumen líquido se dilata a 1,333 bl. Por debajo de 2500 lpca empieza a formarse una fase gaseosa que se dilata a medida que la presión disminuye, debido a la liberación de gas disuelto y a la expansión del gas ya liberado; inversamente, la fase líquida se contrae debido a la liberación de gas en solución y se convierte en 1,210 bl a 1200 lpca. A esta presión y 160 °F el gas liberado tiene un factor de desviación de 0,890, y, por tanto, el factor volumétrico del gas respecto a las condiciones atmosféricas normales de 14,7 lpca y 60 °F es

$$B_g = \frac{znRT}{p} = \frac{0,890 \times 10,73 \times 620}{379,4 \times 1200}$$

$$= 0,01300 \text{ p}^3/\text{PCS}$$

$$= 0,002316 \text{ bl}/\text{PCS}.$$

La figura 3.1 muestra una solubilidad de gas inicial de 567 PCS/BF y a 1200 lpca una solubilidad de 337 PCS/BF; la diferencia de 230 PCS corresponde al gas que se libera de 2500 a 1200 lpca. El volumen de los 230 PCS es

$$V_g = 230 \times 0,01300 = 2,990 \text{ p}^3$$

Este volumen de gas libre, 2,990 p³ ó 0,533 bl, más el volumen líquido, 1,210 bl, es el volumen total, 1,743 bl/BF, o sea, el factor volu-

métrico total a 1200 lpca. También puede calcularse de la Ec. (3.2) en la siguiente forma:

$$\begin{aligned} B_i &= 1,210 + 0,002316 (567 - 337) \\ &= 1,210 + 0,533 = 1,743 \text{ bl/BF.} \end{aligned}$$

La figura 3.3 (C) representa estos volúmenes separados y totales a 1200 lpca. En el diagrama (D) de esta misma figura, a 14,7 lpca y 160 °F, el volumen del gas ha aumentado a 676 p³ y el volumen del petróleo ha disminuido a 1,040 bl. El volumen total de gas liberado, 676 p³ a 160 °F y 14,7 lpca, convertido a pies cúbicos a condiciones standard (60 °F y 14,7 lpca) por medio de la ley de los gases perfectos, tiene un valor de 567 PCS/BF, como se indica en el diagrama (E). En forma similar, 1,040 bl a 160 °F se convierten a condiciones normales de 60 °F por medio de la Ec. (3.1), obteniéndose 1,000 bl fiscal, como también se indica en el diagrama (E).

El factor volumétrico monofásico del petróleo puede calcularse empleando la correlación preparada por Standing⁷, reproducida en la figura 3.4, si se conoce el gas en solución, la gravedad del mismo, la gravedad API del petróleo fiscal y la temperatura del yacimiento. El empleo de esta correlación gráfica se indica en el ejercicio 3.1, donde se determina el factor volumétrico del petróleo a la presión del punto de burbujeo, suponiendo que la razón gas-petróleo de producción es igual a la razón inicial gas disuelto-petróleo. Si el fluido del yacimiento está subsaturado, el factor volumétrico será un poco menor.

Ejemplo 3.1. Calcular el factor volumétrico del petróleo a partir de datos de producción en superficie.

Datos:

En una prueba de producción, un pozo de baja presión diferencial ($p_o - p_w$) produce 175 bl/día con un estrangulador de 1/8" y una razón gas-petróleo de 350 PCS/BF. La gravedad del petróleo es 30 °API, la gravedad específica del gas producido del separador es 0,75 y la temperatura de fondo, determinada de registros eléctricos, es 200 °F.

Solución: De la figura 3.4 se obtiene $B_o = 1,22$ bl/BF.

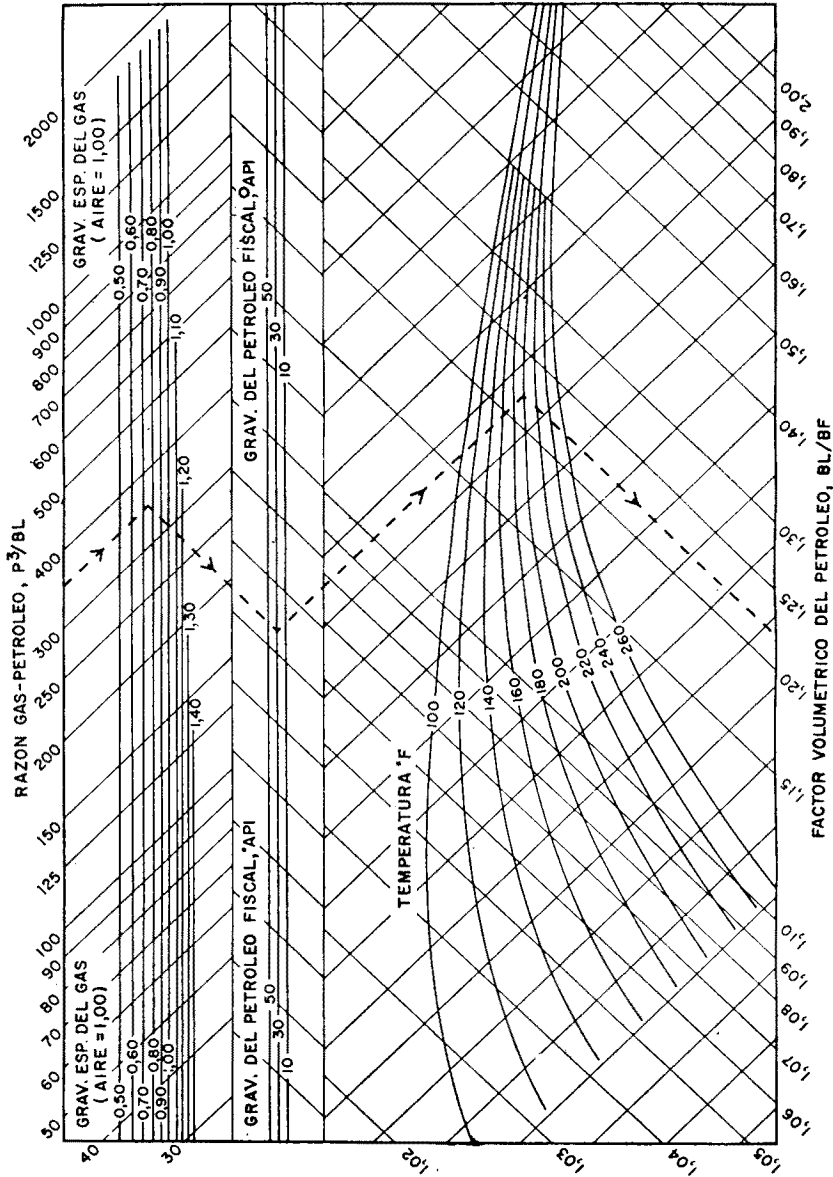


FIG. 3.4.—Factor volumétrico de fluidos en estado líquido a la presión del punto de burbujeo. (Tomado de Standing⁷, Reinhold Publishing Corporation.)

4. CÁLCULOS DEL PETRÓLEO INICIAL EN EL YACIMIENTO POR MEDIO DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y DETERMINACIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Una de las funciones importantes del ingeniero de yacimientos es el cálculo periódico del petróleo (y gas) del yacimiento y la recuperación anticipada bajo el mecanismo o mecanismos de recuperación existentes. En algunas compañías este trabajo lo realiza la Sección de Reservas, la cual, periódicamente, rinde un informe sobre las reservas de la compañía junto con las ratas de producción recomendables para el futuro. La situación financiera de la compañía depende primordialmente de sus reservas, la manera en que éstas aumentan o disminuyen y de la rata de producción a que se pueden recuperar. Es importante conocer también las reservas y sus ratas de recuperación para propósitos de negocio—venta o intercambio—de propiedades o concesiones de petróleo. El cálculo de reservas de los nuevos yacimientos es particularmente importante porque sirve como guía para los programas de desarrollo del campo. En forma similar, el conocimiento de la forma más exacta posible del contenido inicial de un yacimiento elimina una de las incógnitas que entran en las ecuaciones, y ayuda inmensamente al ingeniero de yacimientos que va a estudiar el comportamiento del yacimiento con el propósito de calcular o mejorar las recuperaciones primarias.

Las reservas de petróleo se obtienen por lo general aplicando factores de recuperación al petróleo en el yacimiento. También se calculan por el método de las curvas de declinación, aplicando valores apropiados de recuperación en barriles/acre-pie obtenidos por experiencia o por estudios estadísticos. El petróleo en el yacimiento se calcula bien sea por el *método volumétrico* o por *estudios de balance de materiales*. Ambos métodos se presentaron en el capítulo 1 para yacimientos de gas y se presentarán en este capítulo y los siguientes para yacimientos de petróleo. Los factores de recuperación se determinan a partir de: a) estudios de eficiencia de desplazamiento como los presentados en el capítulo 7 y b) correlaciones basadas en estudios estadísticos de tipos particulares de mecanismos que operan en los yacimientos.

El *método volumétrico* empleado para calcular el petróleo en el yacimiento se basa en: 1) información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos, y 2) del análisis del fluido de donde se determina el factor volumétrico del petróleo. A las condiciones ini-

ciales, un acre-pie de roca productiva del yacimiento contiene:

$$\text{Agua intersticial} = 7758 \times \phi \times S_w$$

$$\text{Petróleo a cond. del yacimiento} = 7758 \times \phi \times (1 - S_w)$$

$$\text{Petróleo fiscal} = \frac{7758 \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

donde 7758 barriles equivalen a un acre-pie, ϕ es la porosidad expresada como fracción del volumen total; S_w , la saturación de agua innata o intersticial expresada como fracción del volumen poroso; y B_{oi} , el factor volumétrico inicial del petróleo en el yacimiento. Usando valores promedios normales, $\phi = 0,20$; $S_w = 0,20$ y $B_{oi} = 1,24$, el petróleo fiscal inicial en el yacimiento por acre-pie es

$$\begin{aligned} \text{Petróleo fiscal} &= \frac{7758 \times 0,20 \times (1 - 0,20)}{1,24} \\ &= 1000 \text{ BF/ac-p} \end{aligned}$$

En yacimientos volumétricos de petróleo, ya que no existe intrusión de agua que remplace el volumen de petróleo producido, éste debe ser reemplazado por gas cuya saturación aumenta a medida que la saturación de petróleo disminuye. Si S_g es la saturación de gas y B_o el factor volumétrico del petróleo al tiempo de abandono, a estas condiciones un acre-pie neto de roca del yacimiento contiene:

$$\text{Agua intersticial} = 7758 \times \phi \times S_w$$

$$\text{Gas a cond. del yacimiento} = 7758 \times \phi \times S_g$$

$$\text{Petróleo a cond. del yacimiento} = 7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_g)$$

$$\text{Petróleo fiscal} = \frac{7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_g)}{B_o}$$

Por tanto, la recuperación de petróleo fiscal por acre-pie en barriles es

$$\text{Recuperación} = 7759 \times \phi \left[\frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]$$

y la recuperación fraccional en términos de barriles fiscales es

$$\text{Recuperación} = 1 - \frac{(1 - S_w - S_g)}{(1 - S_w)} \times \frac{B_{oi}}{B_o}$$

La saturación total de gas libre esperada al tiempo de abandono puede obtenerse de las saturaciones de agua y de petróleo determinadas en el análisis de núcleos⁸. Esto se basa en la suposición que mientras el núcleo se saca del pozo, el petróleo es expulsado por la expansión del gas liberado del petróleo residual, y que este proceso es similar al de depleción en el yacimiento. En los estudios de espaciamientos de pozos, Craze y Buckley⁹ adquirieron una recopilación muy extensa de datos estadísticos de 103 yacimientos, 27 de los cuales se consideraron del tipo volumétrico. La saturación final en la mayoría de estos yacimientos variaba entre 30 y 40 por ciento del espacio poroso, obteniendo una saturación promedio de 30,4 por ciento. Las recuperaciones también pueden calcularse para comportamientos por depleción¹⁰ si se conoce las propiedades de la roca yacimiento y de los fluidos, como se verá en el capítulo 7, sec. 4.

En el caso de un yacimiento con empuje hidrostático donde no ocurre disminución considerable en la presión, la intrusión de agua hacia el yacimiento puede ser paralela a los planos de estratificación de las capas, como ocurre en capas delgadas, altamente inclinadas (empuje hidrostático marginal), o bien hacia arriba, donde la producción de petróleo está situada sobre la zona acuífera (empuje hidrostático de fondo). El petróleo que queda en el yacimiento después del abandono en aquellas partes de la formación invadidas por agua puede calcularse en barriles por acre-pie por medio de

$$\text{Petróleo a cond. del yacimiento} = 7758 \times \phi \times S_{or}$$

$$\text{Petróleo fiscal} = \frac{7758 \times \phi \times S_{or}}{B_{oi}}$$

donde S_{or} es la saturación residual de petróleo en la formación después del desplazamiento hidrostático. Ya que la presión del yacimiento se considera más o menos constante en su valor inicial debido a la intrusión de agua, no se forma saturación de gas libre en la zona de petróleo y el factor volumétrico del petróleo al tiempo de abandono sigue siendo B_{oi} . La recuperación por empuje hidrostático se calcula en la siguiente forma:

$$\text{Recuperación} = \frac{7758 \times \phi (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \text{ BF/ac-p} \quad (3.5)$$

y el factor de recuperación

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{(1 - S_w - S_{or})}{(1 - S_w)} \quad (3.6)$$

Es común considerar que el contenido de petróleo obtenido por

medio de análisis de núcleos, tomados con lodos de perforación a base de agua, es una estimación razonable del petróleo no recuperable, ya que el núcleo ha sido expuesto a un desplazamiento parcial de agua (por el filtrado del lodo) durante la operación de toma de muestras y a desplazamiento por la expansión del gas en solución a medida que la presión del núcleo disminuye a presión atmosférica¹¹. Si se emplea este valor como saturación residual de petróleo en las ecuaciones (3.5) y (3.6), debe aumentarse por el factor volumétrico del petróleo; es decir, una saturación residual de 20 por ciento obtenida del análisis de núcleos indica una saturación residual a condiciones del yacimiento de 30 por ciento para un crudo con un factor volumétrico de 1.50 bl/BF. La saturación residual de petróleo también puede estimarse de la tabla 1.8. Esta tabla, como los autores observan, se aplica tanto a saturaciones residuales de petróleo como a saturaciones de gas, o sea, en el intervalo de 25 a 40 por ciento para las areniscas consolidadas estudiadas.

En el estudio de yacimientos efectuado por Craze y Buckley⁸, alrededor de 70 campos de los 103 estudiados producían total o parcialmente por empuje hidrostático y las saturaciones residuales de petróleo variaban entre el 17,9 y el 60,9 por ciento del espacio poroso. Según Arps⁸, existe una relación entre las saturaciones residuales de petróleo, la viscosidad del mismo a condiciones del yacimiento y la permeabilidad. La correlación promedia entre la viscosidad y la saturación residual del petróleo, ambas a condiciones del yacimiento, se presenta en la tabla 3.2. También se incluye en esta tabla la desviación de esta correlación como función de la permeabilidad promedia de la formación. Por ejemplo, la saturación residual del petróleo a condiciones del yacimiento con un petróleo de 2 cps y una permeabilidad promedia de 500 md se estima en $37 + 2$, ó 39 por ciento del espacio poroso.

Debido a que Craze y Buckley obtuvieron los resultados comparando las recuperaciones del yacimiento en total con el contenido inicial estimado, el petróleo residual calculado por este método incluye una eficacia de barrido, lo mismo que una saturación residual de petróleo; por lo tanto, los valores son mayores que las saturaciones residuales de petróleo en aquellas partes del yacimiento invadidas por el agua al tiempo de abandono. La eficiencia de barrido refleja el efecto de localización de los pozos, el petróleo que se queda atrás en los estratos menos permeables y el abandono de algunas secciones del yacimiento antes de completarse la acción de inundación en todo el yacimiento, debido a las altas razones agua-petróleo, tanto en los empujes hidrostáticos marginales como en los de fondo.

En un estudio estadístico más reciente de los datos de recuperación de *empujes hidrostáticos* de Craze y Buckley, Guthrie y Green-

TABLA 3.2 *Correlación entre viscosidad del petróleo en el yacimiento, permeabilidad promedio del yacimiento y saturación residual de petróleo*

(Tomado de Craze y Buckley⁹ y Arps⁶)

<i>Visc. del pet. a cond. en el yacimiento (cp)</i>	<i>Saturación residual de pet. (por ciento del espacio poroso)</i>
0,2	30
0,5	32
1,0	34,5
2,0	37
5,0	40,5
10,0	43,5
20,0	64,5
<i>Permeabilidad media del yacimiento (md)</i>	<i>Desviación de la correlación de saturación residual de petróleo con viscosidad (por ciento del espacio poroso)</i>
50	+12
100	+ 9
200	+ 6
500	+ 2
1000	- 1
2000	- 4,5
5000	- 8,5

berger¹², empleando métodos de análisis de correlación múltiple, encontraron la siguiente correlación entre recuperación de empuje hidrostático y cinco variables que afectan la recuperación en yacimientos de *areniscas*:

$$R = 0,114 + 0,272 \log k + 0,256 S_w - 0,136 \log \mu_o - 1,538 \phi - 0,00035 h \quad (3.7)$$

Para $k=1000$ md, $S_w=0,25$, $\mu_o=2,0$ cp, $\phi=0,20$, y $h=10$ p,
 $R=0,114+0,272 \times \log 1000+0,256 \times 0,25-0,136$
 $\log 2-1,538 \times 0,20-0,00035 \times 10$
 $=0,642$ ó $64,2$ por ciento (de petróleo fiscal inicial)

Una prueba de la ecuación demostró que en 50 por ciento de los campos las recuperaciones estaban dentro del $\pm 6,2$ por ciento de la recuperación pronosticada por la Ec. (3.7), 75 por ciento estaban dentro del $\pm 9,0$ por ciento, y ciento por ciento dentro del $\pm 19,0$ por ciento. Por ejemplo, la probabilidad de que la recuperación del ejemplo anterior sea $64,2 \pm 9,0$ por ciento es del 75 por ciento.

Aunque es posible determinar un factor de recuperación bastante exacto para el yacimiento en total, tal factor puede ser completamente inaplicable a determinada sección del yacimiento, debido al problema de migración de fluidos o drenaje del campo. Por ejemplo, una sección marginal (un flanco) de un yacimiento con empuje hidrostático puede contener 50.000 barriles de petróleo fiscal recuperable, pero dicha reserva está dividida en el número de pozos buzamiento arriba sobre el flanco que hayan penetrado el yacimiento. El efecto de la migración sobre la recuperación final de las diferentes partes de un yacimiento se ilustra en la fig. 3.5¹³. Si existe una permeabilidad uniforme y los pozos están distribuidos en un espaciamento de 40 acres y tienen la misma producción permisible, con el yacimiento bajo el efecto de empuje hidrostático activo de manera que el agua avance en una superficie horizontal, la recuperación de la sección A

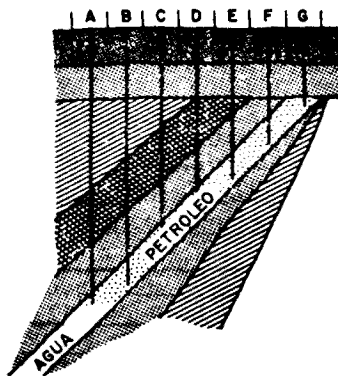


FIG. 3.5.—Efecto del empuje hidrostático sobre migración de petróleo. (Tomado de Buckley¹³, AIME.)

es sólo 1/7 del petróleo que se encuentra bajo el yacimiento, mientras que la sección *G* recupera 1/7 del petróleo recuperable bajo la sección *A*, 1/6 del recuperable en la sección *B*, 1/5 del recuperable en la sección *C*, etc. Aunque la migración de fluidos entre las partes del yacimiento (drenaje del campo) es menos severo en otros mecanismos de empuje, siempre ocurre en todos los yacimientos en algún grado.

5. BALANCE DE MATERIALES DE YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE PETRÓLEO SUBSATURADO

Sin tomar en cuenta el cambio en porosidad de las rocas con el cambio de presión interna del fluido, lo que se estudiará más adelante, los yacimientos con una intrusión de agua insignificante o no existente, se consideran de volumen constante y se denominan yacimientos volumétricos. Si el petróleo encontrado inicialmente en el yacimiento está subsaturado, entonces el yacimiento inicialmente

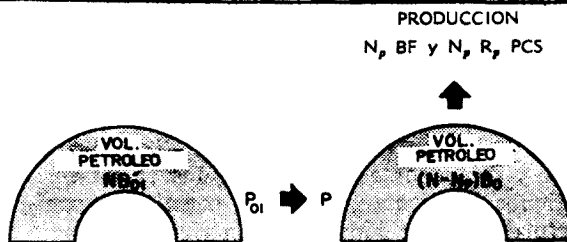


FIG. 3.6.—Diagrama donde se ilustra que la saturación de petróleo permanece constante en un yacimiento volumétrico que produce por dilatación de líquido por encima del punto de burbujeo.

contiene sólo agua innata y petróleo, con sus respectivas cantidades de gas disuelto. La solubilidad del gas en aguas encontradas en yacimientos es por lo general muy baja y se despreciará en la presente discusión. De la misma manera, como la producción de agua en yacimientos volumétricos es muy poca o insignificante, tampoco se tendrá en cuenta. En estas condiciones, de la presión inicial del yacimiento a la presión del punto de burbujeo, el volumen del yacimiento ocupado por petróleo no cambia y se produce petróleo debido a la expansión líquida, como se ilustra en los diagramas de la figura 3.6. Si se iguala el volumen inicial al volumen final, se tiene

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o$$

$$N = \frac{B_o N_p}{B_o - B_{oi}} \quad (3.8)$$

y la recuperación fraccional, r , es

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad (3.9)$$

La recuperación fraccional se expresa generalmente como una fracción del petróleo fiscal inicial en el yacimiento. Los datos de PVT para el yacimiento 3-A-2 se presentan en la fig. 3.7. El fluido del yacimiento tiene un factor volumétrico de 1,572 bl/BF a la presión inicial de 4400 lpca y 1,600 bl/BF a la presión de punto de burbujeo de 3550 lpca. Por agotamiento o depleción volumétrica, la recuperación fraccional del petróleo fiscal a una presión de 3550 lpca, obtenida por medio de la Ec. (3.9), es igual a

$$r = \frac{1,600 - 1,572}{1,600} = 0,0175 \text{ ó } 1,75 \text{ por ciento}$$

Si el yacimiento produjo 680.000 BF cuando la presión disminuyó a

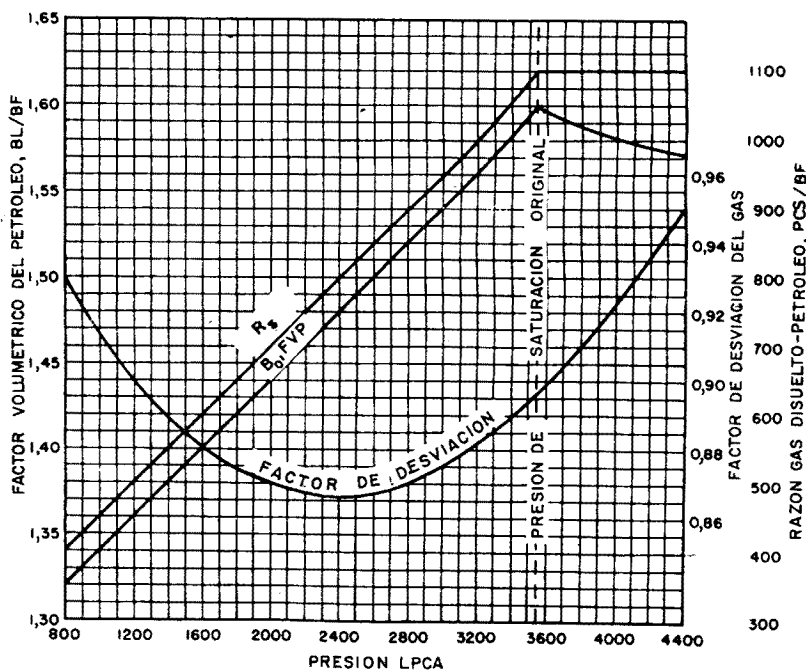


FIG. 3.7.—Datos de PVT para el fluido del yacimiento 3-A-2, 190° F.

3550 lpca, el petróleo inicialmente en el yacimiento de acuerdo con la Ec. (3.8) es

$$N = \frac{1,600 \times 680.000}{1,600 - 1,572} = 38,8 \text{ MM BF}$$

Los cálculos anteriores asumen una razón gas-petróleo de producción entre las presiones inicial y de punto de burbujeo igual a la razón inicial gas disuelto-petróleo, o sea 1100 PCS/BF.

Por debajo de 3550 lpca se forma una fase de gas libre, y para un yacimiento volumétrico, subsaturado y sin producción de agua, el volumen poroso disponible para hidrocarburos permanece constante, o

$$V_{oi} = V_o + V_g \quad (3.10)$$

La fig. 3.8 presenta esquemáticamente los cambios que ocurren entre la presión inicial del yacimiento y una presión inferior a la del punto de burbujeo. La fase de gas libre no asciende en el yacimiento

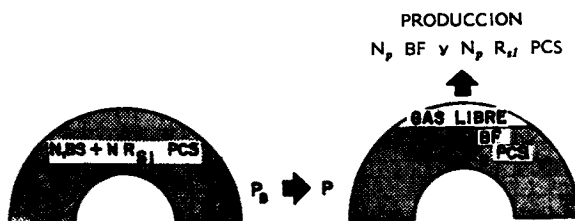


FIG. 3.8.—Diagrama que ilustra la formación de una fase libre de gas en un yacimiento volumétrico por debajo del punto de burbujeo.

necesariamente para formar una capa de gas artificial y las ecuaciones permanecen iguales siempre y cuando el gas libre permanezca distribuido a través del yacimiento en forma de burbujas aisladas. Si al disminuir la presión del yacimiento a un valor p por debajo de la presión de saturación se han producido N_p BF de petróleo con una razón gas-petróleo neta acumulativa de R_p PCS/BF, puede sustituirse en la Ec. (3.10) y obtener

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + G_p B_g \quad (3.11)$$

donde N es el petróleo inicial en el yacimiento en barriles fiscales; B_{oi} y B_o son los factores volumétricos del petróleo a las presiones inicial final, respectivamente; G_p es el gas libre en PCS en el ya-

cimiento a la presión inferior; y B_o es el factor volumétrico del gas en bl/PCS, también a la presión inferior. El gas libre, G_f , puede encontrarse observando que a la presión inferior, el gas inicial, NR_i , PCS, está dividido en tres partes: a) el gas aún disuelto en el petróleo que permanece en el yacimiento, $(N - N_p)R_s$; b) el gas producido, $N_p R_p$, y c) el gas libre en el yacimiento, obtenido por diferencia en la siguiente forma:

Gas libre = gas inicial - gas en solución - gas producido

$$G_f = NR_i - (N - N_p)R_s - N_p R_p \quad (3.12)$$

Si se sustituye este valor en la Ec. (3.11), se obtiene

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + [NR_i - (N - N_p)R_s - N_p R_p]B_g$$

De esta ecuación puede obtenerse el petróleo fiscal inicialmente en el yacimiento, N .

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \quad (3.13)$$

y la recuperación fraccional, $r = N_p / N$

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)}{B_o + B_g(R_p - R_s)} \quad (3.14)$$

La razón gas-petróleo neta acumulativa producida, R_p , es el resultado de dividir todo el gas producido del yacimiento G_p por el petróleo producido N_p . En ciertos yacimientos parte del gas producido es reinyectado en el mismo yacimiento, de manera que el gas neto producido es sólo el gas no reinyectado en el yacimiento. En caso que todo el gas producido se reinyecte en el yacimiento, R_p es cero.

Analizando la Ec. (3.14) puede observarse que todos sus términos, excepto la razón gas-petróleo producida, R_p , son sólo función de presión, y son las propiedades del fluido del yacimiento. Como la composición del fluido no varía, es lógico que la recuperación fraccional r sea determinada por las propiedades PVT del fluido del yacimiento y la razón gas-petróleo producida. Siendo la razón gas-petróleo producida un término del denominador de la Ec. (3.14), altas razones gas-petróleo producen bajas recuperaciones, y viceversa. Los cálculos del ejemplo 3.2 para el yacimiento 3-A-2 indican que para $R_p = 3300$ PCS/BF, la recuperación a 2800 lpca es de 3,83 por ciento; y que si R_p hubiese sido sólo 1100 PCS/BF, la recuperación

sería 8,80 por ciento. Sin tener en cuenta en ambos casos la recuperación de 1,75 por ciento debido a la dilatación del líquido cuando la presión disminuye a la presión del punto de burbujeo, el resultado de reducir la razón gas-petróleo a una tercera parte es aproximadamente el de triplicar la recuperación. La razón gas-petróleo producida puede reducirse reacondicionando los pozos de razones gas-petróleo altas, cerrando o reduciendo sus ratas de producción, o reinyectando parcial o totalmente el gas producido al yacimiento, o las tres cosas. Cuando ocurre segregación gravitacional durante las operaciones de producción y se forma una capa de gas, como se indica en la fig. 3.8, si los pozos se terminan en la parte inferior de la formación, sus razones gas-petróleo serán bajas y la recuperación aumentará. Desde el punto de vista de balance de materiales, si se reinyecta todo el gas producido en el yacimiento, es posible obtener una recuperación del 100 por ciento. Sin embargo, desde el punto de vista de la dinámica del flujo, tal como se verá en el capítulo 7, sección 4, se logra un límite económico y práctico cuando la saturación de gas en el yacimiento alcanza valores alrededor del 10 al 40 por ciento, pues la permeabilidad al gas adquiere valores tan altos que el gas reinyectado fluye rápidamente de los pozos de inyección a los pozos de producción, desplazando sólo pequeñas cantidades de petróleo. Por tanto, aunque el control de la razón gas-petróleo es importante en yacimiento con empuje por gas en solución, las recuperaciones son inherentemente bajas, ya que el gas se produce más rápido que el petróleo. Fuera de la energía acumulada en el líquido por encima del punto de burbujeo, la energía para producir el petróleo está acumulada en el gas disuelto. Cuando dicho gas se produce, la única fuente natural de energía que queda es drenaje por gravedad; y el proceso de drenaje de petróleo hacia abajo hasta los pozos, de donde es bombeado a la superficie, puede tomar demasiado tiempo, resultando un proceso antieconómico.

Ejemplo 3.2. Ilustración del efecto de la razón gas-petróleo producida, R_p , sobre la recuperación fraccional en yacimientos volumétricos subsaturados.

Datos:

Datos de PVT para el fluido del yacimiento 3-A-2, fig. 3.7.
 Razón gas-petróleo acumulativa a 2800 lpca=3300 PCS/BF.
 Temperatura del yacimiento=190 °F=650 °R.
 Condiciones standard=14,7 lpca y 60 °F.

Solución:

$R_{in}=1100$ PCS/BF; $B_{oi}=1,572$ PCS/BF; R_i a 2800 lpca=900 PCS/BF;

B_0 a 2800 lpca = 1,520 bl/BF; R_0 = 3300 PCS/BF; y B_0 a 2800 lpca se obtiene de

$$B_0 = \frac{znRT}{5,615 p} = \frac{0,870 \times 10,73 \times 650}{5,615 \times 379,4 \times 2800} = 0,00102 \text{ bl/PCS}$$

Luego a 2800 lpca,

$$r = \frac{1,520 - 1,572 + 0,00102(1100 - 900)}{1,520 + 0,00102(3300 - 900)} = 0,0383 \text{ ó } 3,83 \text{ por ciento}$$

Si dos terceras partes del gas producido se hubieran reinyectado en el yacimiento, la recuperación fraccional a la misma presión, es decir, a 2800 lpca, hubiese sido

$$r = \frac{1,520 - 1,572 + 0,00102(1100 - 900)}{1,520 + 0,00102(1100 - 900)} = 0,088 \text{ ó } 8,8 \text{ por ciento}$$

Puede usarse la Ec. 3.13 para determinar el petróleo inicial en el yacimiento. Por ejemplo, si se producen 1,486 MM BF hasta 2800 lpca, y R_0 = 3300 PCS/BF, el petróleo inicial en el yacimiento o "in situ" es

$$N = \frac{1,486 \times 10^6 [1,520 + 0,00102(3300 - 900)]}{1,520 - 1,572 + 0,00102(1100 - 900)} = 38,8 \text{ MM BF}$$

6. CAMPO KELLY-SNYDER, YACIMIENTO CANYON REEF

El yacimiento Reef Canyon del campo Kelly-Snyder fue descubierto en Texas en 1948. En los primeros años de producción fue notoria la rápida disminución de la presión del yacimiento; sin embargo, los ingenieros demostraron que tal resultado era de esperarse de un yacimiento volumétrico subsaturado con una presión inicial de 3112 lpcr y presión de punto de burbujeo de sólo 1725 lpcr, ambas presiones con referencia a 4330 pies bajo el nivel del mar¹⁴. Los cálculos también demostraron que al alcanzarse la presión del punto de burbujeo, la disminución de la presión sería más lenta, y el

yacimiento podría producirse sin mantenimiento de presión por muchos años, sin afectar el programa de mantenimiento de presión que eventualmente se adoptaría. Entre tanto, con datos adicionales sobre producción y caída de presión, se podrían hacer estudios más avanzados del yacimiento que permitirían la evaluación del potencial de intrusión de agua, drenaje gravitacional y comunicación dentro del yacimiento. Todo esto, junto con las pruebas de laboratorio de los núcleos para determinar las eficiencias de recuperación de petróleo por agotamiento (depleción) y por desplazamiento por agua y gas, permitirían a los operadores del campo hacer una selección más prudente del programa de mantenimiento de presión que debería emplearse, o demostrar que un programa de esta clase no tendría éxito alguno.

Aunque nuevos datos y algunos revisados llegaron a estar disponibles en años posteriores, los nuevos cálculos hechos en 1950 por ingenieros de yacimientos se basaron en los datos que disponían en ese entonces, los que se presentan en la tabla 3.3. Información geo-

TABLA 3.3. *Propiedades del fluido y de la roca del yacimiento Canyon Reef del campo Kelly-Snyder en Texas*

(Cortesía de la revista *The Oil and Gas Journal* ¹⁵)

Presión inicial del yacimiento...	3112 lpcr (a 4300 pies bajo el nivel del mar)
Presión del punto de burbujeo...	1725 lpcr (a 4300 pies bajo el nivel del mar)
Temperatura promedio del yacimiento	125 °F
Porosidad promedio	7,7 por ciento
Saturación de agua connata	20 por ciento
Saturación crítica de gas (estimada)	10 por ciento

Análisis por liberación diferencial a 125 °F de una muestra de fluido del fondo del pozo N.º 2.1, J. W. Brown de la Standard Oil Co. de Texas

Presión lpcr	B_o bl/BF	B_g PCS/bl	B_g PCS/BF	RGP PCS/BF
3112	1,4235	...		885
2800	1,4290	...		885
2400	1,4370	...		885
2000	1,4446	...		885
1725	1,4509	...		885
1700	1,4468	708	0,00141	876
1600	1,4303	663	0,00151	842
1500	1,4139	618	0,00162	807
1400	1,3978	574	0,00174	772

lógica y otros datos indicaron que el yacimiento era volumétrico, es decir, que la intrusión de agua sería insignificante, de manera que los cálculos se basaron en un comportamiento volumétrico. En caso de ocurrir intrusión de agua, el resultado sería hacer los cálculos más optimistas, es decir, la recuperación a cualquier presión sería mayor. Como el yacimiento estaba subsaturado, la recuperación a partir de la presión inicial hasta la presión del punto de burbujeo es por dilatación del líquido, y la recuperación fraccional hasta el punto de burbujeo está dada por

$$r = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} = \frac{1,4509 - 1,4235}{1,4509} = 0,0189 \text{ ó } 1,89 \text{ por ciento}$$

con un contenido inicial de 1,4325 barriles a condiciones del yacimiento ó 1,000 BF, el resultado anterior significa una recuperación de 0,0189 BF. Debido a que la cantidad de gas disuelto es 885 PCS/BF hasta 1725 lpcr, la razón gas-petróleo de producción (instantánea) y la razón gas-petróleo producida acumulativa serían aproximadamente de 885 PCS/BF durante este intervalo.

Por debajo de 1725 lpcr se forma una fase de gas libre en el yacimiento. Mientras que esta fase gaseosa permanezca inmóvil, no podrá fluir hacia los pozos ni tampoco hacia la parte superior de la estructura para formar una capa de gas, sino que permanecerá distribuida a través del yacimiento, dilatándose a medida que la presión disminuye. Como la presión cambia más lentamente para el caso de vaciamiento del yacimiento cuando existe gas que cuando existe líquido, la rata de declinación de la presión será mucho menor por debajo del punto de burbujeo. Se consideró que el gas en el yacimiento Canyon Reef permanecería inmóvil hasta lograrse una saturación de gas alrededor del 10 por ciento de volumen de los poros. Cuando el gas libre comienza a fluir, los cálculos se vuelven bastante complejos (ver capítulo 7, sec. 7); pero mientras la fase de gas libre permanezca inmóvil, los cálculos pueden hacerse asumiendo que la razón gas-petróleo de producción (instantánea) R a cualquier presión será igual a la razón gas disuelto-petróleo R_d a esa misma presión, pues el único gas que alcanza a llegar al pozo es el que está disuelto, ya que el libre permanece inmóvil. Por tanto, la razón gas-petróleo promedio de producción (diaria) entre dos presiones cualesquiera es aproximadamente

$$R_{avg} = \frac{R_n + R_m}{2} \quad (3.15)$$

y la razón gas-petróleo cumulativa a cualquier presión es

$$R_p = \frac{\Sigma \Delta N_p \times R}{N_p} \quad (3.16)$$

$$= \frac{N_{pb} \times R_{gi} + (N_{p1} - N_{pb})R_{avg1} + (N_{p2} - N_{p1})R_{avg2} + \text{etc.}}{N_{pb} + (N_{p1} - N_{pb}) + (N_{p2} - N_{p1}) + \text{etc.}}$$

En base de 1,00 BF de petróleo inicial, la producción a la presión del punto de burbujeo N_{pb} es 0,0189 BF. La razón gas-petróleo promedio de producción entre 1725 y 1600 lpcr será

$$R_{avg1} = \frac{885 + 842}{2} = 864 \text{ PCS/BF}$$

La recuperación cumulativa a 1600 lpcr es desconocida; sin embargo, puede expresarse la razón gas-petróleo cumulativa R_p por medio de Ec. (3.16) en la siguiente forma:

$$R_{p1} = \frac{0,0189 \times 885 + (N_{p1} - 0,0189)864}{N_{p1}}$$

Reemplazando este valor de R_{p1} en la Ec. (3.14) junto con los valores de PVT a 1600 lpcr, se obtiene,

$$N_{p1} = \frac{1,4303 - 1,4235 + 0,00151(885 - 842)}{1,4303 + 0,00151 \left[\frac{0,0189 \times 885 + (N_{p1} - 0,0189)864}{N_{p1}} - 842 \right]}$$

$$= 0,0486 \text{ BF a 1600 lpcr}$$

En forma similar puede calcularse la recuperación a 1400 lpcr, y los resultados serán válidos, siempre y cuando la saturación de gas permanezca por debajo de la saturación crítica del gas, considerada 10 por ciento para estos cálculos.

Cuando N_p barriles fiscales de petróleo se hayan producido de un yacimiento *volumétrico subsaturado*, y la presión promedio del yacimiento sea p , el volumen de petróleo restante es $(N - N_p)B_o$. Ya que el volumen poroso inicial del yacimiento V_p es

$$V_p = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_w)} \quad (3.17)$$

y la saturación de petróleo es el volumen de petróleo dividido por el volumen poroso, se tiene entonces

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o(1 - S_w)}{NB_{oi}} \quad (3.18)$$

En base de $N=1,00$ BF inicialmente, N_p es la recuperación fraccional r , o N_p/N , y la Ec. (3.18) puede expresarse como

$$S_o = (1 - r)(1 - S_w) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) \quad (3.19)$$

donde S_w es la saturación de agua innata, considerada invariable en yacimientos volumétricos. Luego, la saturación de petróleo a 1600 lpcr es

$$S_o = (1 - 0,0486)(1 - 0,20) \left(\frac{1,4303}{1,4235} \right) = 0,765.$$

La saturación de gas es $(1 - S_o - S_w)$, o

$$S_g = 1 - 0,765 - 0,200 = 0,035.$$

La figura 3.9 presenta el comportamiento calculado del campo Kelly-Snyder desde la presión inicial hasta una presión de 1400 lpcr. Los

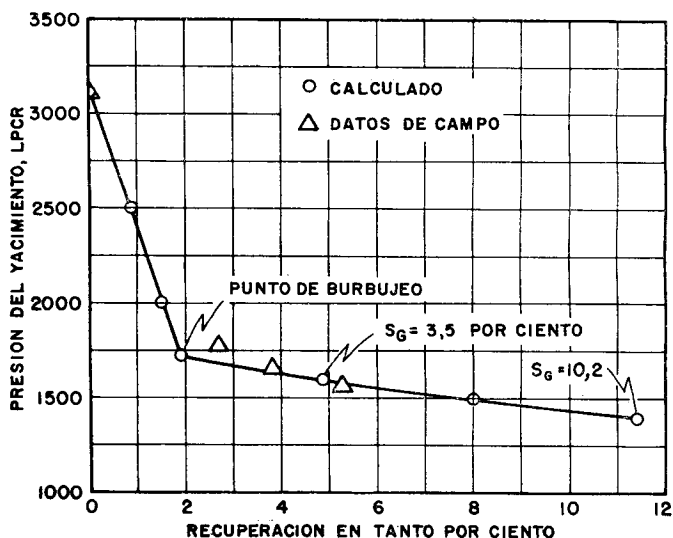


Fig. 3.9.—Comportamiento real y calculado con la ecuación de balance de materiales para el yacimiento Canyon Reef del campo Kelly-Snyder.

cálculos no se continuaron por debajo de esta presión porque la saturación de gas libre había alcanzado 10 por ciento aproximadamente, valor estimado para la saturación crítica de gas en el yacimiento. En el gráfico puede apreciarse la rápida disminución de presión por encima del punto de burbujeo y la constancia por debajo de éste. Las predicciones concuerdan con suficiente aproximación con el funcionamiento actual del yacimiento, calculado en la tabla 3.4 a partir de las presiones y datos de producción del campo, y utilizando 2,25 MMM BF como el valor del petróleo inicial en el yacimiento. La razón gas-petróleo de producción, col. (2), aumenta en vez de disminuir tal como se pronosticó en la teoría anterior. Esto se debe a la depleción más rápida en algunas partes del yacimiento, tales como las que se perforaron primero, aquellas con un espesor productor neto reducido y las adyacentes a los pozos. Estos efectos se discutirán más ampliamente en el capítulo 7, sec. 5. Debe hacerse notar que los cálculos anteriores no variarían mucho si se hubiera supuesto una razón gas-petróleo constante de producción, igual a 885 PCS/BF, es decir, asumiendo a través de los cálculos la razón inicial gas disuelto-petróleo.

TABLA 3.4. *Recuperación del yacimiento Canyon Reef basada en datos de producción y presiones promedio medidas del yacimiento, y asumiendo un contenido inicial de petróleo de 2,25 MMM BF*

(1) <i>Intervalo de presión, lpcr</i>	(2) <i>Razón gas- pet. promedio de prod. PCS/BF</i>	(3) <i>Prod. incre- mental de petróleo, MM BF</i>	(4) <i>Prod. cum. de petróleo, MM BF</i>	(5) <i>Porcentaje de recuperación (N=2,25 MMM BF)</i>
3312 a 1771	896	60,421	60,421	2,69
1771 a 1713	934	11,958	72,379	3,22
1713 a 1662	971	13,320	85,699	3,81
1662 a 1570	1023	20,009	105,708	4,70
1570 a 1561	1045	11,864	117,572	5,23

La acumulación inicial de petróleo en los 40 acres del yacimiento Canyon Reef para un espesor neto de formación productiva de 200 pies es

$$N = \frac{7758 \times 40 \times 200 \times 0,077 \times (1 - 0,20)}{1,4235}$$

$$= 2,69 \text{ MM BF}$$

Por tanto, a una rata diaria de producción de petróleo de 92 barriles por pozo en 1950, el tiempo que tomaría en producir 11,35 por ciento del petróleo inicial, o sea, a 1440 lpcr cuando la saturación de gas se calculó aproximadamente en 10 por ciento, es

$$t = \frac{0,1135 \times 2,69 \times 10^6}{92 \times 365} \cong 9,1 \text{ años.}$$

Por medio de este cálculo los ingenieros pudieron demostrar que no era necesaria la restricción inmediata de la producción, y que había suficiente tiempo para hacer estudios del yacimiento más completos y cuidadosamente seleccionar el programa óptimo de mantenimiento de la presión. Después de un estudio completo por los ingenieros, el campo se unificó—es decir, se puso a producir como una sola unidad—en marzo de 1953, y se designó a un comité de operación del campo. Dicho grupo procedió a poner en operación un programa de mantenimiento de presión que consistía en: a) inyectar agua en los pozos localizados a lo largo del eje longitudinal del campo y b) cerrar los pozos de alta razón gas-petróleo y transferir la producción permisible a pozos con bajas razones gas-petróleo. Los pozos con alta razón gas-petróleo se cerraron tan pronto como el campo fue unificado y la inyección de agua comenzó en 1954. Actualmente, la operación va tal como se planeó y todo parece indicar que aproximadamente 50 por ciento del petróleo inicial en el yacimiento se recuperará, en comparación a un valor aproximado del 25 por ciento obtenido por depleción primaria, o sea, aproximadamente un aumento de 600 MM BF de petróleo recuperable.

7. LA ZONA GLOYD-MITCHELL DEL CAMPO RODESSA

Muchos de los yacimientos descubiertos son volumétricos y sub-saturados, y por consiguiente sus producciones están controladas por el mecanismo de empuje por gas en solución. En muchos casos el mecanismo es alterado en mayor o menor grado por segregación gravitacional de gas y petróleo, por empujes hidrostáticos de reducida magnitud y por programas de mantenimiento de presión, todos los cuales mejoran la recuperación. Las características importantes de este tipo de producción se resumen a continuación y pueden observarse en el gráfico de la figura 3.11 que corresponde a la zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa. Por encima del punto de burbujeo el yacimiento produce por *dilatación de líquido* y la presión disminuye rápidamente; la recuperación varía desde una fracción de 1 por ciento hasta pocas unidades por ciento del petróleo inicialmente

en el yacimiento. Las razones gas-petróleo son bajas, y por lo general cerca del valor inicial de la razón gas disuelto-petróleo. Por debajo del punto de burbujeo se forma una fase gaseosa, que en la mayoría de los casos permanece inmóvil hasta alcanzar la saturación crítica de gas, cuyo valor varía desde un porcentaje muy bajo hasta alrededor del 20 por ciento. Durante esta etapa, el yacimiento produce por expansión o *dilatación del gas*, caracterizada por una disminución en la presión mucho más lenta y razones gas-petróleo cerca, o en algunos casos inferior, de la razón inicial gas disuelto-petróleo. Después de alcanzarse la saturación crítica de gas, comienza a fluir gas libre, lo que reduce la rata de flujo de petróleo y agota el yacimiento de su principal fuente de energía. Cuando la saturación de gas alcanza un valor en la proximidad del 15 al 30 por ciento, el flujo de petróleo es pequeño en comparación con el del gas (alta razón gas-petróleo) y el gas del yacimiento se agota rápidamente. Las recuperaciones al tiempo del abandono varían entre 10 y 25 por ciento si el empuje es sólo por gas en solución, pero puede aumentarse por medio de la segregación gravitacional y controlando los pozos de altas razones gas-petróleo.

La producción de la zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa¹⁶ en Luisiana es un ejemplo característico de un yacimiento que produjo durante la mayor parte de su vida por medio del mecanismo de empuje por gas en solución. Gracias a que se dispone de datos relativamente exactos con respecto a la producción de gas y petróleo, declinación de la presión del yacimiento, espesor de la zona productora y número de pozos productores, es un caso excelente para estudiar las características teóricas del mecanismo de empuje por gas en solución. La zona Gloyd-Mitchell es relativamente horizontal y produce petróleo de una gravedad de 42,8 °API, con una razón gas disuelto-petróleo de 627 PCS/BF a la presión inicial de fondo de 2700 lpcr. Originalmente no había gas libre presente ni había indicios de un empuje hidrostático activo. Las ratas de producción de los pozos fueron altas y la disminución en producción también fue bastante rápida. El comportamiento de las razones gas-petróleo, presión del yacimiento y producción de petróleo tenían las características esperadas en un empuje por gas en solución, aunque evidencias posteriores indican que en las últimas etapas de depleción hubo modificación en el mecanismo de recuperación. La recuperación final se estimó en un valor alrededor del 20 por ciento del petróleo inicialmente en el yacimiento.

Sin resultado satisfactorio, varias veces se trató de reducir la razón gas-petróleo cerrando pozos, taponando las perforaciones superiores de los pozos de producción y perforando sólo las partes inferiores de la arena productora. El no poder reducir las razones

gas-petróleo es típico del mecanismo de empuje por gas en solución, ya que cuando se alcanza la saturación crítica de gas, la razón gas-petróleo es función de la disminución de presión del yacimiento o depleción, y puede considerarse que no es alterada por la rata de producción o los métodos de terminación. Evidentemente, existió una pequeña segregación gravitacional por medio de la cual se formó una capa de gas artificial que originó razones gas-petróleo anormalmente altas en pozos terminados en la parte superior de la estructura o en la parte superior de la formación.

La tabla 3.5 presenta el número de pozos productores, la producción promedia diaria, la razón gas-petróleo promedia y la presión promedia para la zona Gloyd-Mitchell. La producción diaria de petróleo por pozo, la producción mensual de petróleo, la producción acumulativa de petróleo, la producción mensual de gas, la producción acumulativa de gas y las razones gas-petróleo acumulativas se calcularon de estos valores. Es de interés la fuente de los datos. El número de pozos productores al cabo de determinado período se obtiene, ya sea de los operadores en el campo, de los archivos de terminación de pozos guardados en la oficina reguladora oficial del Estado o de pruebas periódicas del potencial de los pozos. La producción promedia diaria de petróleo se obtiene de los registros de producción mensual de la oficina reguladora oficial del Estado. Los valores exactos de las razones gas-petróleo diarias promedias pueden obtenerse sólo si se mide todo el gas producido. De otra forma, esta información se logra con las pruebas de potencial del pozo. Para obtener la razón gas-petróleo diaria promedia de las pruebas de potencial durante cualquier mes, se multiplica la razón gas-petróleo de cada pozo por su producción permisible diaria de petróleo o rata diaria de producción, consiguiendo en esta forma la producción total diaria de gas. La razón gas-petróleo promedia diaria para cualquier mes se obtiene dividiendo la producción total diaria de gas de los pozos productores por la producción total diaria de petróleo de los pozos considerados. Por ejemplo, si la razón gas-petróleo del pozo A es 1000 PCS/BF y la rata diaria de producción de petróleo es 100 BPD, y si la razón gas-petróleo del pozo B es 4000 PCS/BF y la rata diaria de 50 BPD, entonces la razón gas-petróleo promedia diaria R de los dos pozos es

$$R = \frac{1000 \times 100 + 4000 \times 50}{150} = 2000 \text{ PCS/BF}$$

Este valor es menor que la razón promedia aritmética de 2500 PCS/

TABLA 3.5. Datos de producción promedio mensual, zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Meses después de comenzada la producción	Núm. de pozos	Produc- ción diaria pro- media de pe- tróleo, barriles	RGP diaria pro- media, PCS/BF	Presión promedio, lpcr	Prod. diaria de pet. por pozo, (3)÷(2)	Prod. mensual de pet., barriles, 30,4×(3)	Prod. acumulativa de pet. barriles, suma de (7)	Prod. mensual de gas, M PCS, (4)×(7)	Prod. acumulativa de gas, M PCS, suma de (9)	RGP cumulativa, PCS/BF, (10)÷(8)
1	2	400	625	2700*	200	12.160	12.160	7.600	7.600	625
2	1	500	750		500	15.200	27.360	11.400	19.000	694
3	3	700	875		233	21.280	48.640	18.620	37.620	773
4	4	1.300	1.000	2490	325	39.520	88.160	39.520	77.140	875
5	4	1.200	950		300	36.480	124.640	34.656	111.796	897
6	6	1.900	1.000		316	57.760	182.400	57.760	169.556	930
7	12	3.600	1.200	2280	300	109.440	291.840	131.328	300.884	1031
8	16	4.900	1.200		306	148.960	440.800	178.752	479.636	1088
9	21	6.100	1.400		290	185.440	626.240	259.616	739.252	1181
10	28	7.500	1.700	2070	268	228.000	854.240	387.600	1.127M	1319
11	48	9.800	1.800		204	297.920	1.152.160	536.256	1.663M	1443
12	55	11.700	1.900		213	355.680	1.507.840	675.792	2.339M	1551
13	59	9.900	2.100	1860	168	300.960	1.808.800	632.016	2.971M	1643
14	65	10.000	2.400		154	304.000	2.112.800	729.600	3.701M	1752
15	74	10.200	2.750		138	310.080	2.422.880	852.720	4.554M	1880
16	79	11.400	3.200	1650**	144	346.560	2.769.440	1.108.992	5.662M	2045
17	87	10.800	4.100		124	328.320	3.097.760	1.346.112	7.008M	2262
18	91	9.200	4.800		101	279.680	3.377.440	1.342.464	8.351M	2473
19	93	9.000	5.300	1250	97	273.600	3.651.040	1.450.080	9.801M	2684
20	96	8.300	5.900	1115	86	252.320	3.903.360	1.488.688	11.290M	2892
21	93	7.200	6.800	1000	77	218.880	4.122.240	1.488.384	12.778M	3100

* Se asume disminución lineal entre la presión inicial y la primera presión de fondo medida.

** Primera presión del yacimiento medida. Las presiones siguientes son también medidas.

TABLA 3.5. (Continuación)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Meses después de comenzada la producción	Núm. de pozos	Produc- ción diaria pro- media de pe- tróleo, barriles	RGP diaria pro- media, PCS/BF	Presión media, lpcr	Prod. diaria de pet. por pozo (3)÷(2)	Prod. mensual de pet., barriles, 30,4×(3)	Prod. cumulativa de pet., barriles, suma de (7)	Prod. mensual de gas, M PCS, (4)×(7)	Prod. mensual de gas, M PCS, suma de (9)	RGP comulativa, PCS/BF, (10)÷(8)
22	93	6.400	7.500	900	69	194.560	4.316.800	1.459.200	14.237M	3298
23	95	5.800	7.600	825	61	176.320	4.493.120	1.340.032	15.577M	3467
24	94	5.400	7.700	740	57	164.160	4.657.280	1.264.032	16.841M	3616
25	95	5.000	7.800	725	53	152.000	4.809.280	1.185.600	18.027M	3748
26	92	4.400	7.500	565	48	133.760	4.943.040	1.003.200	19.030M	3850
27	94	4.200	7.300	530	45	127.680	5.070.720	932.064	19.962M	3937
28	94	4.000	7.300	500	43	121.600	5.192.320	887.680	20.850M	4016
29	93	3.400	6.800	450	37	103.360	5.295.680	702.848	21.553M	4070
30	95	3.200	6.300	405	34	97.280	5.392.960	612.864	22.165M	4110
31	91	3.100	6.100	350	34	94.240	5.487.200	574.864	22.740M	4144
32	93	2.900	5.700	310	31	88.160	5.575.360	502.512	23.243M	4169
33	92	3.000	5.300	390	33	91.200	5.666.560	483.360	23.726M	4187
34	88	2.900	5.100	300	33	88.160	5.754.720	449.616	24.176M	4201
35	87	2.000	4.900	280	23	60.800	5.815.520	297.920	24.474M	4208
36	90	2.400	4.800	310	27	72.960	5.888.480	350.208	24.824M	4216
37	88	2.100	4.500	300	24	63.840	5.952.320	287.280	25.111M	4219
38	88	2.200	4.500	325	25	66.880	6.019.200	300.960	25.412M	4222
39	87	2.100	4.300	300	24	63.840	6.083.040	274.512	25.687M	4223
40	82	2.000	4.000	275	24	60.800	6.143.840	243.200	25.930M	4220
41	85	2.100	3.600	225	25	63.840	6.207.680	229.824	26.160M	4214

BF. Generalizando, la razón gas-petróleo promedia de varios pozos se expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$R_{avg} = \frac{\sum R \times q_o}{\sum q_o} \quad (3.20)$$

donde R y q_o son, respectivamente, las razones gas-petróleo y las ratas de producción de petróleo fiscal de cada pozo.

La fig. 3.10 presenta un diagrama escalonado de pozos productores, la razón gas-petróleo diaria y la producción diaria de petróleo por pozo. También se incluye una curva continua de presión en función del tiempo. El aumento inicial en la producción diaria de petróleo se debe al aumento en el número de pozos de producción.

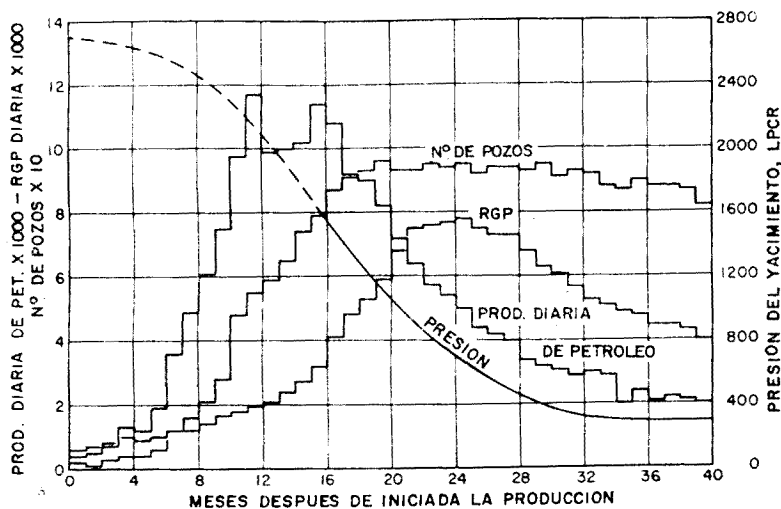


FIG. 3.10.—Diagrama que ilustra el desarrollo, producción y presión del yacimiento de la zona Gloyd-Mitchell, del campo Rodessa, Luisiana.

y no al aumento en las ratas individuales de producción de los mismos. Si todos los pozos se hubiesen terminado y empezado a producir al mismo tiempo, la curva de la rata diaria de producción hubiese consistido en una línea horizontal durante el tiempo que los pozos rendían su producción permisible, seguido de una disminución exponencial, como puede observarse después de 16 meses de iniciada la producción. Ya que la producción diaria permisible de petróleo y la producción diaria de un pozo depende de la presión de fondo del mismo y de la razón gas-petróleo, la recuperación de petróleo es ma-

por para los pozos terminados al comienzo de la vida del campo. Como el factor decisivo en este mecanismo es el flujo de gas en el yacimiento, la rata de producción no tiene efecto preponderante sobre la recuperación final, a menos que ocurra drenaje gravitacional. En forma similar, no se ha comprobado aún que el espaciamiento de los pozos tenga efecto alguno sobre la recuperación; sin embargo, el espaciamiento de los pozos y la velocidad de producción afectan directamente el reembolso económico.

El rápido aumento en las razones gas-petróleo del campo Rodessa hizo necesario la aplicación de medidas de conservación de gas. Con este fin, la producción de gas y petróleo se distribuyó parcialmente en base volumétrica, para restringir la producción de pozos con altas razones gas-petróleo. La razón base para los pozos de petróleo se fijó en 2000 PCS/BF. Para las secciones del yacimiento donde los pozos producían más de 2000 PCS/BF, la producción permisible, en barriles por pozo por día, de acuerdo con el número de acres y presión, se multiplicó por 2000 y se dividió por la razón gas-petróleo del pozo. Esta reducción en producción causó una saliente doble en la curva de producción diaria.

Además de la curva que indica la historia de producción en función del *tiempo*, es conveniente tener un gráfico que indique la historia de producción en función de la *producción acumulativa de petróleo*. La fig. 3.11 presenta tal gráfico para la zona Gloyd-Mitchell,

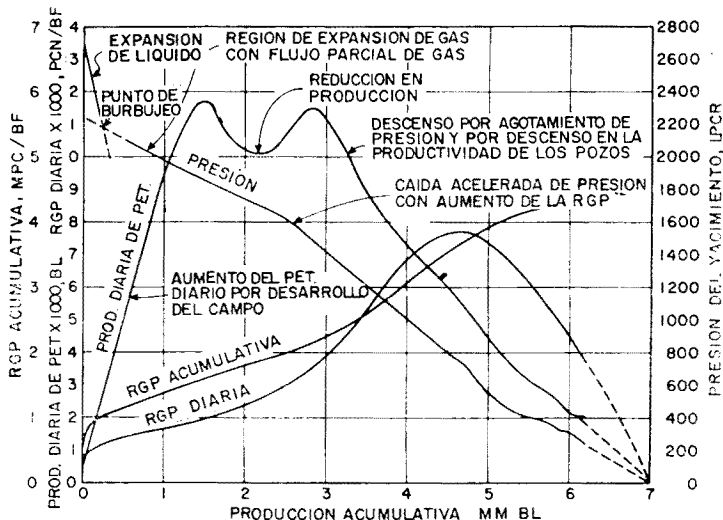


FIG. 3.11.—Historia de la producción de la zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa en función de la recuperación acumulativa.

construido con datos presentados en la tabla 3.5. Este gráfico presenta características que no aparecen en el gráfico de tiempo de la figura anterior. Por ejemplo, analizando la curva de presión del yacimiento se observa que la zona Gloyd-Mitchell produjo por dilatación de líquido aproximadamente los primeros 200.000 barriles. Luego siguió un período de producción por expansión del gas con cantidad limitada de flujo por gas libre. Cuando la producción acumulativa alcanzó cerca de 3 millones de barriles, el gas comenzó a fluir más rápido que el petróleo, resultando un aumento en la razón gas-petróleo. Durante esta etapa de producción, la curva de la razón gas-petróleo alcanzó un máximo, y luego disminuyó a medida que el gas se agotaba y la presión del yacimiento se acercaba a cero. La disminución en la razón gas-petróleo después de producir aproximadamente 4 millones y medio de barriles se debe principalmente a la expansión del gas fluyente en el yacimiento a medida que la presión disminuye. En esta forma, a la misma razón gas-petróleo en pies cúbicos normales por día, corresponde, por ejemplo, a 400 lpcr, una rata de flujo en el yacimiento aproximadamente dos veces mayor que a 800 lpcr; por tanto, la razón gas-petróleo en la superficie puede disminuir y aun la razón de la rata de flujo de gas a la rata de flujo de petróleo *a condiciones del yacimiento* continúa aumentando. También puede reducirse la razón gas-petróleo por el efecto de segregación gravitacional, y también, desde un punto de vista práctico, por los operadores si no cumplen con su deber de medir y suministrar la producción de gas de pozos que producen volúmenes pequeños de gas a bajas presiones.

Los resultados de las pruebas de liberación diferencial del gas¹⁷ en una muestra de fluido tomada del fondo de un pozo de la zona Gloyd-Mitchell indica una razón gas disuelto-petróleo de 624 PCS/BF, valor que concuerda muy bien con la razón inicial gas-petróleo de producción, 625 PCS/BF. Cuando no se dispone de pruebas de liberación de gas hechas con muestras de fluido del fondo del pozo, generalmente puede tomarse la razón inicial gas-petróleo de un pozo debidamente terminado, ya sea en un yacimiento de empuje por gas disuelto, empuje por capa de gas o de empuje hidrostático, como la razón inicial gas disuelto-petróleo del yacimiento. Extrapolaciones de las curvas de presión, de la rata de producción del petróleo y de la razón gas-petróleo de producción como función de la producción acumulativa de petróleo indican una recuperación final aproximada de 7 millones de barriles; sin embargo, esta clase de extrapolaciones no pueden hacerse en el gráfico de tiempo. Es interesante observar también que mientras en el gráfico de tiempo la rata diaria de producción varía exponencialmente, en el gráfico de producción acumulativa de petróleo es prácticamente una línea recta.

La razón gas-petróleo promedia durante cualquier intervalo de producción y la razón gas-petróleo cumulativa pueden calcularse por medio de integrales e indicarse por áreas sombreadas en un gráfico típico, como el de la fig. 3.12, donde se grafica la razón gas-petróleo instantánea como función de la producción cumulativa de petróleo fiscal. Si R representa la razón gas-petróleo instantánea a cualquier tiempo y N_p la producción cumulativa de petróleo fiscal a ese mismo tiempo, la producción de petróleo durante un intervalo corto de tiem-

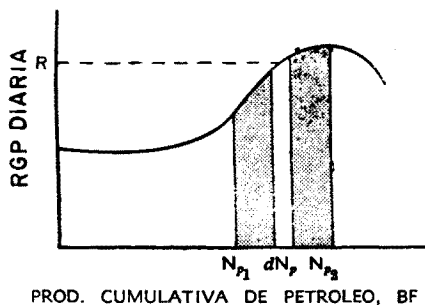


FIG. 3.12.- Curva típica de razón gas-petróleo diaria (instantánea) para un yacimiento de empuje por gas disuelto.

po será dN_p y el volumen total de gas producido en ese mismo intervalo de producción será RdN_p . El gas producido en un período más largo, donde la razón gas-petróleo varía, se obtiene por

$$\Delta G_p = \int_{N_{p1}}^{N_{p2}} R dN_p \quad (3.21)$$

El área sombreada entre N_{p1} y N_{p2} es proporcional al gas producido durante dicho intervalo. La razón gas-petróleo promedia instantánea durante el intervalo de producción ($N_{p2} - N_{p1}$) es igual al área debajo de la curva de razón gas-petróleo de este intervalo -en las unidades de las escalas de las coordenadas- dividida por el petróleo producido durante el intervalo ($N_{p2} - N_{p1}$), es decir,

$$R_{avg} = \frac{\int_{N_{p1}}^{N_{p2}} R dN_p}{(N_{p2} - N_{p1})} \quad (3.22)$$

La razón gas-petróleo cumulativa, R_p , es el gas total neto producido

en cualquier intervalo de tiempo, dividido por el petróleo total producido a ese mismo intervalo, o sea,

$$R_p = \frac{\int_0^{N_p} R \, dN_p}{N_p} \quad (3.23)$$

La razón gas-petróleo cumulativa producida se calculó en esta forma en la col. (11) de la tabla 3.5. Como ejemplo, al final del tercer período,

$$R_p = \frac{625 \times 12.160 + 750 \times 15.200 + 875 \times 21.280}{12.160 + 15.200 + 21.280} = 773 \text{ PCS/BF}$$

8. COMPRESIBILIDAD DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO POR ENCIMA DEL PUNTO DE BURBUJEJO

Los fluidos del yacimiento por encima del punto de burbujeo tienen todo el gas existente en solución. Cuando se aplica presión a tal sistema (líquido) en exceso de la presión del punto de burbujeo, ocurre una disminución no lineal en el volumen, que depende de la temperatura y composición del fluido.

En la fig. 3.13 y col. (2) de la tabla 3.6 puede observarse, según medidas de laboratorio, la variación en el volumen de un fluido de yacimiento relativo al volumen a la presión del punto de burbujeo de 2695 lpcr. Estos *factores volumétricos* relativos (FVR; inglés, RVF) pueden convertirse a factores volumétricos del fluido de la formación (FVF) si se conoce el factor volumétrico a la presión del punto de burbujeo. Si $B_{ob} = 1,391 \text{ bl/BF}$, entonces el factor volumétrico, por ejemplo, a 4100 lpcr es

$$B_o = 1,391 \times 0,9829 = 1,367 \text{ bl/BF}$$

Debido a las limitaciones de las medidas hechas en el laboratorio, el cuarto lugar decimal de las cifras de la col. (2) es incorrecto. Por razones de orden práctico es conveniente uniformar los datos entre 2695 lpcr y la presión inicial del yacimiento, 5000 lpcr, con el fin de obtener resultados más consistentes en los cálculos del balance de materiales por encima del punto de burbujeo, tal como al emplear la Ec. (3.8). Un método para uniformar los datos se presenta en la tabla 3.6 y se ilustra en la fig. 3.13. En este método se traza una línea recta entre los valores a la presión inicial del yacimiento

TABLA 3.6. Cálculos para uniformar los factores volumétricos relativos del petróleo

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Presión, I_{pcr}	FVR^a V_r	FVR calculados de la línea recta ^b V_r	Variación, (3) - (2)	Variaciones uniformes (de fig. 3.13)	Valores uniformes, V_r (3) - (5)
5000	0,9739	0,97390	0,00000	0,00000	0,97390
4700	0,9768	0,97730	0,00050	0,00050	0,97680
4400	0,9799	0,98069	0,00079	0,00090	0,97979
4100	0,9829	0,98409	0,00119	0,00115	0,98294
3800	0,9862	0,98749	0,00129	0,00125	0,98624
3600	0,9886	0,98975	0,00115	0,00125	0,98850
3400	0,9909	0,99202	0,00112	0,00112	0,99090
3200	0,9934	0,99428	0,00088	0,00090	0,99338
3000	0,9960	0,99655	0,00055	0,00061	0,99594
2900	0,9972	0,99768	0,00048	0,00043	0,99725
2800	0,9985	0,99881	0,00031	0,00023	0,99858
2695	1,0000	1,00000	0,00000	0,00000	1,00000

^a V_r = volumen relativo al volumen correspondiente a la presión del punto de burbujeo V_b , datos de laboratorio.^b $V_r = 1,0000 - 1,13232 \times 10^{-5} (p - 2695)$.

y a la presión del punto de burbujeo. La ecuación de esta línea recta se calcula a partir de su pendiente, en la siguiente forma,

$$V'_r = 1,0000 - \left(\frac{1,000 - 0,9739}{5000 - 2695} \right) (p - 2695)$$

$$= 1,00000 - 1,13232 \times 10^{-5} (p - 2695)$$

Empleando esta ecuación, se calculan los valores de V'_r y se entran en la col. (3). La diferencia entre estos valores de línea recta, V'_r , y los valores V_r medidos se entran en la col. (4) y se dibujan como lo indica la curva inferior de la fig. 3.13. A través de estos puntos se traza una curva parabólica uniforme y los nuevos valores uni-

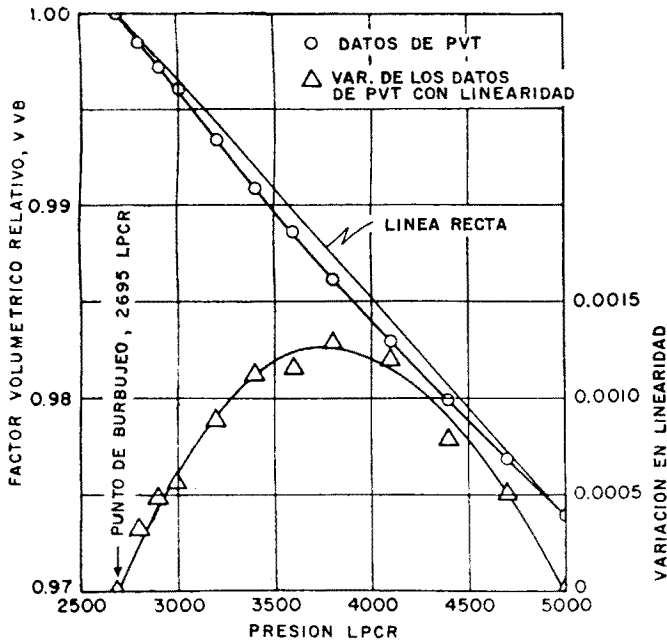


FIG. 3.13.—Factor volumétrico relativo del fluido por encima del punto de burbujeo.

formes de la diferencia entre V_r y V'_r se leen de esta curva y se entran en la col. (5). A partir de estas nuevas diferencias uniformes se puede calcular los nuevos valores uniformes de los factores volu-

métricos relativos a cualquier presión. Por ejemplo, el nuevo valor uniforme del factor volumétrico relativo a 4100 lpcr se determina del valor de la línea recta y de un valor de la nueva diferencia uniforme de 0,00115 obtenido de la fig. 3.13.

$$\begin{aligned} V_r &= V'_r - 0,00115 \\ &= 1,00000 - 1,13232 \times 10^{-5}(4100 - 2695) - 0,00115 \\ &= 0,98294 \text{ (contra el valor medido, 0,9829)} \end{aligned}$$

A veces es más práctico trabajar con valores de compresibilidad del líquido que con los factores volumétricos relativos o los factores volumétricos. La compresibilidad o módulo volumétrico de elasticidad se define como el cambio en volumen por unidad volumétrica por cambio unitario en presión, o

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (3.24)$$

Como dV/dp es una pendiente negativa (ver fig. 3.13), el signo negativo convierte la compresibilidad, c_o , en número positivo. Debido a que los valores del volumen V y de la pendiente dV/dp son distintos para cada nueva presión, la compresibilidad varía según la presión, aumentando a medida que la presión disminuye. Compresibilidades promedias pueden expresarse escribiendo la Ec. (3.24) en forma de diferencias finitas,

$$c_o = -\frac{1}{V} \times \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} \rightarrow \frac{V_{o1} - V_{o2}}{(p_1 - p_2)} \quad (3.25)$$

El volumen de referencia V , en la Ec. (3.25) puede ser V_1 o V_2 , o un promedio de V_1 y V_2 . Por lo general, se expresa con referencia al volumen menor, o sea al volumen a la presión mayor. Por tanto, la compresibilidad promedia del fluido de la tabla 3.6 entre 5000 lpcr y 4100 lpcr es

$$c_o = \frac{0,98294 - 0,97390}{0,97390 (5000 - 4100)} = 10,31 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Entre 4100 lpcr y 3400 lpcr,

$$c_o = \frac{0,99090 - 0,98294}{0,98294 (4100 - 3400)} = 11,57 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

y entre 3400 lpcr y 2695 lpcr,

$$c_o = \frac{1,0000 - 0,99090}{0,99090 (3400 - 2695)} = 13,03 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Una compresibilidad de $13,03 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ quiere decir que el volumen de un millón de barriles de fluido del yacimiento aumentará 13,03 bls para una reducción en presión de una libra por pulgada cuadrada. También puede expresarse en la forma 13,03 bl/MM bls/lpc. La compresibilidad de petróleos subsaturados varía de 5 a $100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, los valores mayores corresponden a altas gravedades API, mayores cantidades de gas disuelto y a mayores temperaturas. Trube¹⁸ propuso un método para estimar la compresibilidad de fluidos subsaturados de yacimiento a partir de datos del campo y de datos obtenibles con instrumentos para medir la presión de fondo.

9. GAS EN SOLUCIÓN, FACTORES VOLUMÉTRICOS Y COMPRESIBILIDADES DE AGUAS DE FORMACIÓN

El volumen de las aguas de formación—lo mismo que los petróleos crudos pero en menor grado—es afectado por la temperatura, la presión y la cantidad de gas en solución. La compresibilidad del agua de formación o agua innata también contribuye en un alto porcentaje en algunos casos a la producción de yacimientos volumétricos por encima del punto de burbujeo; además, contribuye en gran parte a la intrusión de agua en yacimientos de empuje hidrostático (véase capítulo 5). Cuando la precisión de otros datos lo justifica, los factores volumétricos, compresibilidades y gas en solución deben entrar en los cálculos de balance de materiales de los yacimientos.

Dodson y Standing¹⁹ estudiaron las propiedades de PVT de aguas de formación. La figura 3.14 presenta la solubilidad del gas natural en agua limpia y las correcciones debido a la salinidad del agua. Es interesante observar que la solubilidad de gas natural en aguas de formación es baja comparada con la solubilidad en petróleos crudos a las mismas condiciones del yacimiento. Por ejemplo, a una presión de 4500 lpcr y temperatura de 160 °F, la solubilidad en agua es 18 PCS/bl, mientras que en un crudo de gravedad de 40 °API es de 1000 PCS/BF. De la figura 3.15 puede obtenerse la compresibilidad en agua limpia sin gas como función de temperatura y presión, y el factor de corrección por el que aumenta la compresibilidad debido al gas en solución. Los factores volumétricos empleados para convertir barriles de agua producida a barriles de agua a condiciones del yacimiento se incluyen en la tabla 3.7. En el ejemplo 3.3 se ilustra la forma de emplear las figuras 3.14 y 3.15 y la tabla 3.7 para determinar las propiedades de PVT de agua de formación.

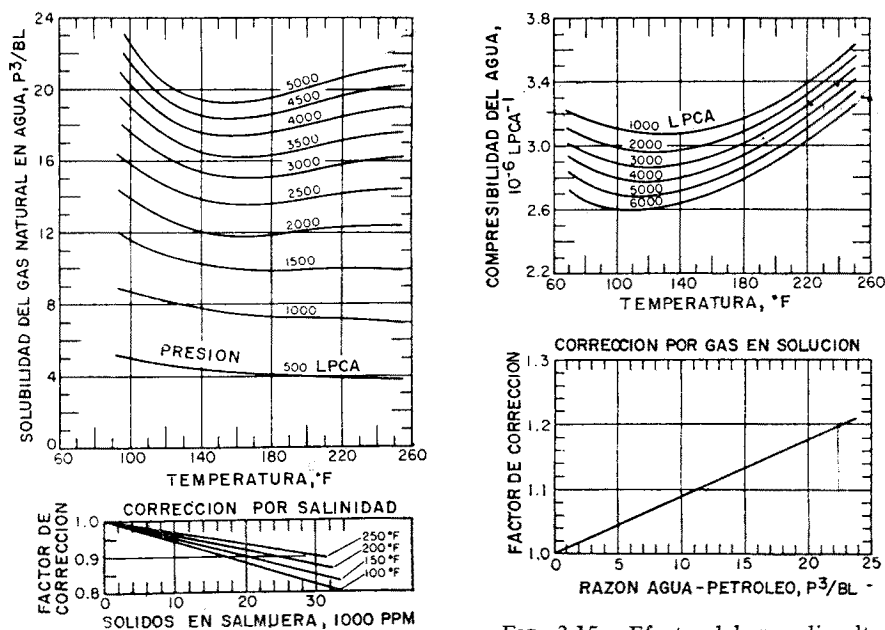


FIG. 3.14.—Solubilidad del gas natural en el agua. (Tomado de Dodson y Standing¹⁹, *Drilling and Production Practice*, API.)

FIG. 3.15.—Efecto del gas disuelto sobre la compresibilidad del agua. (Tomado de Dodson y Standing¹⁹, *Drilling and Production Practice*, API.)

Ejemplo 3.3. Calcular las propiedades de PVT de agua de formación.

Datos:

Temperatura del yacimiento=200 °F.

Presión del yacimiento=3000 lpca.

Salinidad del agua=30.000 ppm.

Solución: (1) De la figura 3.14, la solubilidad de gas natural en agua pura a 200 °F y 3000 lpca es 15 PCS/bl, y el factor de corrección para una salinidad de 30.000 ppm es 0,88. Luego,

$$R_{gv} = 15 \times 0,88 = 13 \text{ PCS/bl}$$

(2) La compresibilidad de agua pura a 200 °F y 3000 lpca es $3,1 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, y el factor de corrección para una razón gas disuelto-agua de 13 PCS/bl es 1,12. Luego

$$c_w = 3,1 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} \times 1,12 = 3,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

TABLA 3.7. Factores volumétricos para agua pura y para agua saturada de gas natural
(Tomado de Dodson y Standing¹⁹)

Presión, lpsa	Factor volumétrico, bl/BF					
	100 °F		150 °F		200 °F	
	Agua pura (sin gas)	Agua saturada de gas	Agua pura (sin gas)	Agua saturada de gas	Agua pura (sin gas)	Agua saturada de gas
5000	0,9910	0,9989	1,0039	1,0126	1,0210	1,0301
4000	0,9938	1,0003	1,0067	1,0140	1,0240	1,0316
3000	0,9966	1,0017	1,0095	1,0154	1,0271	1,0330
2000	0,9995	1,0031	1,0125	1,0168	1,0304	1,0345
1000	1,0025	1,0045	1,0153	1,0183	1,0335	1,0361
					1,0418	1,0522
					1,0452	1,0537
					1,0487	1,0552
					1,0523	1,0568
					1,0560	1,0584

(3) El factor volumétrico de agua pura a 200 °F y 3000 lpca es 1,0271 bl/BF y si está saturada de gas es 1,0330, o sea, una diferencia de 0,0059 debido a los 15 PCS/bl de gas disuelto. Como el gas disuelto en el agua salobre es sólo de 13 PCS/bl, se sigue que el aumento sobre agua pura será de sólo 13/15, y

$$B_w = 1,0271 + \frac{13 \times 0,0059}{15} = 1,0322 \text{ bl/BF}$$

10. COMPRESIBILIDAD DE LAS FORMACIONES

Cuando la presión interna del fluido en los poros de una roca de yacimiento, sometida a una presión externa constante (sobrecarga de los sedimentos) se reduce, el volumen total de la roca disminuye mientras que el volumen del material sólido de la roca, por ejemplo, los granos de arena en una arenisca, aumenta. Estos dos cambios volumétricos tienden a reducir ligeramente la porosidad de la roca, en el orden de medio por ciento por un cambio de presión interna del fluido de 1000 lpc; por ejemplo, para una roca cuya porosidad sea del 20 por 100, un cambio de presión interna de 1000 lpc reducirá su porosidad a 19,9 por ciento. Investigaciones realizadas por Van der Knaap²⁰ indican que para una formación determinada, el cambio en porosidad depende sólo de la diferencia entre las presiones externa e interna, y no de los valores absolutos de las presiones; sin embargo, como en el caso del volumen de petróleos crudos en el yacimiento por encima del punto de burbujeo, el cambio de volumen poroso no es lineal, ni la compresibilidad del volumen poroso es constante. La compresibilidad del volumen poroso, c_v , para cualquier diferencia entre las presiones externa e interna se define como el cambio en volumen poroso por unidad de volumen poroso por cambio unitario en presión. Para rocas de yacimiento de caliza y arenisca, los valores de c_v varían entre $2 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y $25 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. Si la compresibilidad se expresa en términos del cambio en volumen poroso por unidad de volumen total de roca por cambio unitario de presión, para obtener este valor en base al volumen poroso basta dividirlo por la porosidad fraccional. Por ejemplo, una compresibilidad de $1,0 \times 10^{-6}$ del volumen poroso por volumen total de roca por lpc para una roca de 20 por ciento de porosidad es equivalente a $5,0 \times 10^{-6}$ de volumen poroso por volumen poroso por lpc.

La figura 3.16 muestra las compresibilidades efectivas de un número de areniscas y calizas medidas por Hall²¹, empleando una presión externa constante de 3000 lpca y presiones internas de 0 a 1500 lpca. De estos estudios se observó la correlación que existía

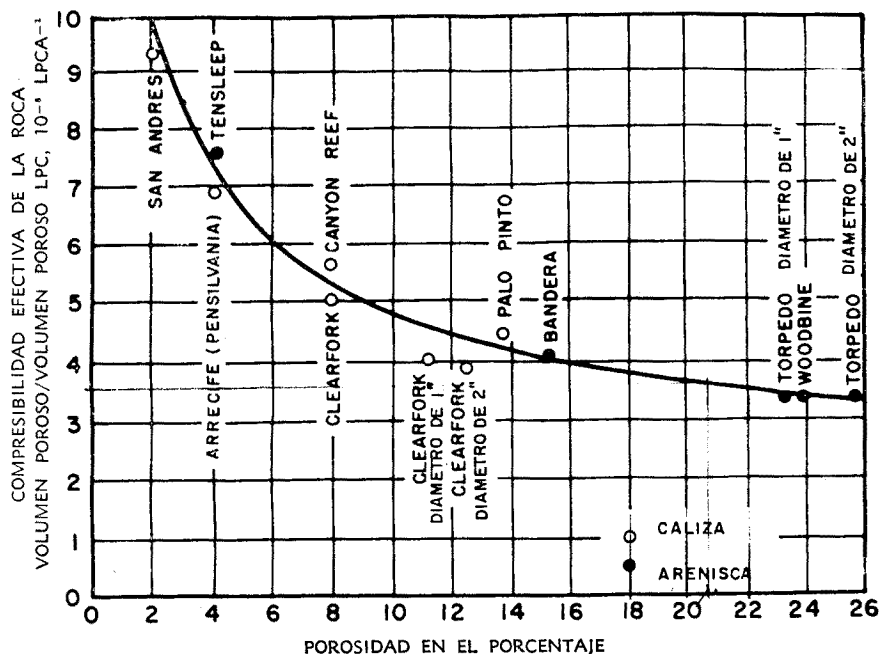


FIG. 3.16.—Compresibilidad efectiva de formaciones como función de porosidad. (Hall²¹, Actas del AIME.)

entre la compresibilidad promedio y la porosidad, y con los datos de las areniscas y de las calizas se construyó el gráfico de la figura 3.16.

La figura 3.17 presenta algunas de las medidas de compresibilidad del volumen poroso hechas por Fatt²² con ocho areniscas. La compresibilidad del volumen poroso se dibuja como función de la diferencia entre la presión externa y el 85 por ciento de la presión interna. Las muestras *A* hasta *D* son de rocas con distribución pobre de los granos y 20 a 45 por ciento cemento y material detrítico intergranular; las muestras *E* hasta *H* son de rocas con buena distribución de sus granos y 10 a 30 por ciento de cemento y material detrítico intergranular. Fatt no encontró correlación entre la compresibilidad y la porosidad, debido posiblemente a la pequeña variación de las porosidades estudiadas, 10 a 15 por ciento; sin embargo, las compresibilidades de las muestras *E-H* aumentan con la disminución en porosidad. Van der Knaap encontró que la compresibilidad del volumen poroso aumentaba a medida que la porosidad disminuía, y para un

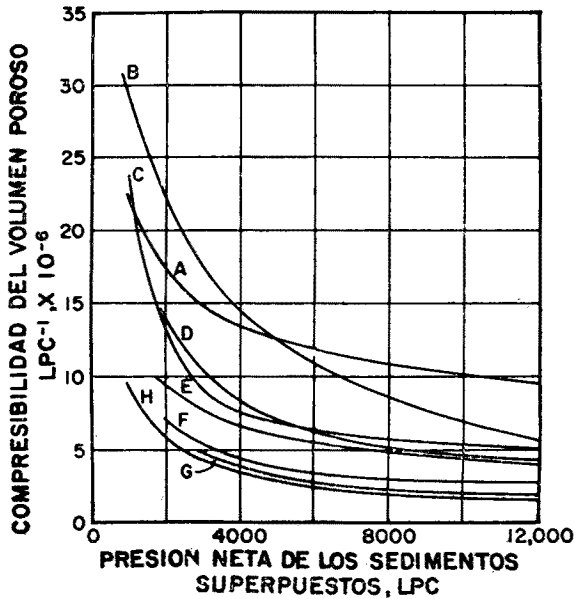


FIG. 3.17.—Compresibilidad del volumen poroso en función de la presión neta de los sedimentos superpuestos ($p_e - 0,85 p_i$). (Tomada de Fatt²², Actas del AIME.)

- Curva A: Arenisca basal Tuscaloosa, Misisipi; porosidad, 13 por ciento.
- Curva B: Arenisca de un pozo exploratorio, Condado Santa Rosa, Florida; porosidad, 15 por ciento.
- Curva C: Arenisca del campo Ventura Basin, California; porosidad, 10 por ciento.
- Curva D: Arenisca del área del campo West Montalvo, California; porosidad, 12 por ciento.
- Curva E: Arenisca Weber, campo Rangely, Colorado; porosidad, 12 por ciento.
- Curva F: Arenisca de Nevada Wildcat; porosidad, 13 por ciento.
- Curva G: Arenisca Strawn, campo Sherman, Texas; porosidad, 15 por ciento.

yacimiento particular de caliza se observó una buena correlación entre compresibilidad y porosidad.

Aunque los valores de compresibilidades de las rocas son pequeños, alcanzan a tener efectos importantes en algunos cálculos de yacimientos o acuíferos que contienen fluidos cuyas compresibilidades varían de 3 a $25 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. En la sección siguiente se presenta un ejemplo con cálculos por encima del punto de burbujeo. Para los cálculos del yacimiento de la arenisca Weber del campo Rangely en Colorado, con una porosidad promedia del 12 por ciento, la compresibilidad de la roca según la figura 3.16 es $4,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. El yacimiento de la arenisca Weber se encuentra a una profundidad de 5000 pies. Suponiendo un gradiente de presión de los sedimentos superpuestos igual a 1,00 lpc/pie, para una presión inicial aproximada del yacimiento de 2560 lpcr, la presión neta debido a los sedimentos superpuestos es

$$p_e - 0,85 p_i = 5000 \times 1,00 - 0,85 \times 2560 \cong 2800 \text{ lpc.}$$

Por tanto, de la figura 3.17, curva E, la compresibilidad de la roca a 2800 lpc es aproximadamente $7,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. Cuando la presión del yacimiento disminuye a 1200 lpc, la presión neta de los sedimentos superpuestos será 4000 lpc aproximadamente, y la compresibilidad de la roca disminuye a $6,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. Geertsma²³ observa que cuando el yacimiento no está sometido a una presión externa uniforme, como ocurre en las muestras durante las pruebas de laboratorio, el valor efectivo en el yacimiento será inferior al valor medido.

11. CÁLCULOS POR ENCIMA DEL PUNTO DE BURBUJEJO, INCLUYENDO LAS COMPRESIBILIDADES DE LA FORMACIÓN Y DEL AGUA

Los estudios de las secciones anteriores indican que, debido a las compresibilidades de la formación y del agua intersticial, no existen en realidad yacimientos volumétricos, o sea, yacimientos donde el volumen poroso disponible para los hidrocarburos permanece constante. Hall²¹ demostró la magnitud del efecto de la compresibilidad de la formación en los cálculos de los yacimientos volumétricos y Hawkins²⁴ dedujo una ecuación que incluye el efecto de la compresibilidad del agua innata. El término volumétrico, sin embargo, se conservará para distinguir aquellos yacimientos donde no ocurre intrusión de agua, pero cuyos volúmenes varían ligeramente con la presión debido a los efectos mencionados anteriormente.

Cuando la presión promedia del yacimiento disminuye de un valor

inicial p_i a una presión menor p en un yacimiento petrolífero que produce por encima de la presión del punto de burbujeo, el volumen poroso inicial del yacimiento V_{pi} disminuye a un valor V_p debido a la compresibilidad de la roca o *formación* c_f . Empleando una compresibilidad promedia de formación expresada en unidades de volumen poroso por volumen poroso por lpc, cuando la presión promedia del yacimiento disminuye Δp lpc, el volumen poroso a la presión menor puede expresarse aproximadamente por,

$$V_p = V_{pi}(1 - c_f \Delta p) \quad (3.26)$$

A medida que la presión promedia disminuye, el volumen inicial de agua innata, $S_w V_{pi}$, aumenta a un valor $S_w V_{pi}(1 + c_w \Delta p)$, donde c_w es la compresibilidad promedia del agua en el yacimiento en el intervalo de presión $(p_i - p)$. Si durante el intervalo entran al yacimiento W_e barriles de agua a *condiciones del yacimiento* y se producen W_p barriles de agua a condiciones normales con un factor volumétrico de B_w bl/BF, el volumen del agua en el yacimiento a la presión menor es

$$V_w = S_w V_{pi}(1 + c_w \Delta p) + W_e - B_w W_p \quad (3.27)$$

La diferencia entre los dos volúmenes $(V_p - V_w)$ es el volumen del petróleo subsaturado que permanece en el yacimiento a la presión inferior, o $B_o(N - N_p)$, y por tanto,

$$B_o(N - N_p) = V_{pi}(1 - c_f \Delta p) - S_w V_{pi}(1 + c_w \Delta p) - W_e + B_w W_p \quad (3.28)$$

Pero el volumen poroso inicial es $NB_{oi}/(1 - S_w)$. Sustituyendo este valor por V_{pi} en la Ec. (3.28) y dividiendo ambos lados de la ecuación por B_{oi} ,

$$N \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) = \frac{N(1 - c_f \Delta p)}{1 - S_w} - \frac{S_w N(1 + c_w \Delta p)}{1 - S_w} - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{B_w W_p}{B_{oi}} \quad (3.29)$$

Los términos de la Ec. (3.29) pueden reagruparse y escribirse

$$NB_{oi} \left[\frac{B_o}{B_{oi}} - 1 + \frac{(S_w c_w + c_f) \Delta p}{1 - S_w} \right] = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (3.30)$$

Aunque la Ec. (3.30) es correcta, algunos ingenieros a veces introducen la compresibilidad del petróleo, c_o , en la Ec. (3.29), definiendo la

compresibilidad del petróleo, Ec. (3.25), con referencia al volumen a la presión inicial, es decir,

$$c_o = \frac{V_o - V_{oi}}{V_{oi}(p_i - p)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}(p_i - p)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}\Delta p}$$

y

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + c_o\Delta p \quad (3.31)$$

Sustituyendo este valor de B_o/B_{oi} sólo en el primer término de la Ec. (3.29), y reagrupando los términos de N al lado izquierdo de la ecuación,

$$N \left[1 + c_o\Delta p - \frac{(1 - c_f\Delta p)}{(1 - S_w)} + \frac{S_w(1 + C_w\Delta p)}{(1 - S_w)} \right]$$

$$= N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{B_w W_p}{B_{oi}} \quad (3.32)$$

El coeficiente de N en el corchete cuadrado puede reducirse a

$$\left[\frac{S_o c_o + S_w c_w + c_f}{1 - S_w} \right] \Delta p \quad (3.33)$$

El coeficiente de Δp en la Ec. (3.33) se denomina *compresibilidad efectiva del fluido*, c_e , e incluye las compresibilidades del petróleo, del agua innata y de la formación, o

$$c_e = \frac{S_o c_o + S_w c_w + c_f}{S_o} \quad (3.34)$$

Por último, la Ec. (3.32) puede escribirse

$$N B_{oi} c_e \Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (3.35)$$

En yacimientos volumétricos $W_e = 0$ y W_p por lo general es insignificante; por consiguiente, la Ec. (3.35) se reduce a

$$N = \frac{N_p}{c_e \Delta p} \times \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (3.36)$$

Luego, si no se consideran las compresibilidades de la formación y del agua, es decir, $c_w = 0$ y $c_f = 0$, entonces c_e es c_o , y la Ec. (3.36) se reduce a la Ec. (3.38) deducida en la sec. 5, para producción por encima del punto de burbujeo,

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad (3.37)$$

El ejemplo 3.4 ilustra el empleo de las Ecs. (3.30) y (3.35) para determinar el petróleo inicial en el yacimiento a partir de los datos de producción y presión de un yacimiento cuya información geológica indica que es volumétrico, o sea, que está rodeado totalmente por rocas impermeables. Como las ecuaciones son básicamente idénticas, se obtiene el mismo petróleo inicial, 51,73 MM BF. También se incluye un cálculo donde se demuestra que se introduce un error de 61 por ciento cuando no consideramos las compresibilidades de la formación y del agua, o sea, al emplear $10,71 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ en lugar de $17,86 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ para la compresibilidad aparente o efectiva del petróleo.

El ejemplo 3.4 indica la importancia de incluir todos los factores en los cálculos del balance de materiales en yacimientos cuyos volúmenes se expanden y producen por encima del punto de burbujeo. Por debajo de este punto, tanto en yacimientos de petróleo como de gas, debido a que la compresibilidad de la fase libre de gas es mucho mayor (alrededor de $100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$), las compresibilidades de la roca y del agua generalmente se omiten de los cálculos. Sin embargo, esto sólo se justifica parcialmente. Si de un acuífero proviene una pequeña intrusión de agua que no se tiene en cuenta, las reservas calculadas excederán las reales. La determinación correcta de la disminución promedia de la presión del yacimiento también presenta dificultades en yacimientos de baja permeabilidad y en yacimientos que no han sido totalmente desarrollados. Cuando no se mide la presión en todas las partes del yacimiento, como ocurre cuando el yacimiento no se ha desarrollado completamente, el cálculo de petróleo en el yacimiento, basado en la disminución promedia de la presión de la parte desarrollada, es inferior a la que realmente existe. Estudios de los yacimientos de la cuenca Woodbine²⁸ indican que el valor de la compresibilidad efectiva del agua en el acuífero debería ser $7,63 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ en lugar de la compresibilidad únicamente del agua (cerca de $3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$). Dicho valor está en acuerdo razonable con el valor de $6,76 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ medido en núcleos saturados con agua.

Ejemplo 3.4. Calcular el petróleo inicial en un yacimiento volumétrico subsaturado.

Datos:

Datos de los factores volumétricos relativos de la tabla 3.6.
 $B_{ob} = 1,391 \text{ bl/BF}$ a la presión del punto de burbujeo
 Saturación del agua connata = 20 por ciento
 Salinidad del agua connata = 20.000 ppm
 Porosidad promedia = 9,0 por ciento

Presión inicial del yacimiento=5000 lpcr
 Producción acumulativa de petróleo=1,25 MM BF
 Presión promedio del yacimiento=3600 lpcr
 Producción acumulativa de agua=32.000 BF
 Intrusión de agua=0
 Temperatura del yacimiento=220 °F

Solución: De las figs. 3.14 y 3.15, $c_w = 3,6 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$, promedio entre 5000 lpcr y 3600 lpcr.

De la tabla 3.7, $B_w = 1,04$ a 3600 lpcr.

De la fig. 3.16, $c_f = 5,0 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$ para $\phi = 9$ por ciento.

De la tabla 3.6

$$B_o \text{ a } 3600 \text{ lpca} = 0,98850 \times 1,3910 = 1,37500.$$

$$B_{oi} = 0,97390 \times 1,3910 = 1,35469.$$

Sustituyendo en la Ec. (3.30)

$$N = \frac{1,25 \times 10^6 \times 1,37500 - 0 + 1,04 \times 32.000}{1,35469 \left[\frac{1,37500}{1,35469} - 1 + \frac{(0,20 \times 3,6 \times 10^{-6} + 5 \times 10^{-6})(5000 - 3600)}{(1 - 0,20)} \right]}$$

$$= 51,73 \text{ MM BF}$$

La compresibilidad promedio del petróleo en el yacimiento se obtiene de la Ec. (3.25), y es

$$c_o = \frac{1,37500 - 1,35469}{1,35469(5000 - 3600)} = 10,71 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

y la compresibilidad *efectiva* del petróleo de la Ec. (3.34) es

$$c_e = \frac{(0,80 \times 10,71 + 0,20 \times 3,6 + 5,0) \times 10^{-6}}{0,80}$$

$$= 17,86 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Luego el petróleo inicial en el yacimiento de la Ec. (3.35) es

$$N = \frac{1,25 \times 10^6 \times 1,37500 + 1,04 \times 32.000}{1,35469 \times 17,86 \times 10^{-6} \times (5000 - 3600)}$$

$$= 51,73 \text{ MM BF}$$

Si no se consideran las compresibilidades de la roca y del agua, $c_c = c_o$ en la Ec. (3.34), el petróleo inicial en el yacimiento resultante es,

$$N = \frac{1,25 \times 10^{-6} \times 1,37500 + 1,04 \times 32.000}{1,35469 \times 10,71 \times 10^{-6} \times (5000 - 3600)}$$

$$= 86,25 \text{ MM BF}$$

PROBLEMAS

3.1. Si la gravedad del petróleo del yacimiento Big Sandy a condiciones normales es 30 °API y la gravedad específica de su gas en solución es 0,80, ¿cuál es el factor volumétrico monofásico a 2500 lpca a partir del gráfico de correlación de la fig. 3.4? Res.: 1,32 bl/BF.

3.2. a) Un agua connata tiene 20.000 ppm de sólidos a una presión del yacimiento de 4000 lpca y temperatura de 150 °F. ¿Cuál es su compresibilidad? Res.: $3,2 \times 10^{-6}$ por lpc.

b) ¿Cuál es el factor volumétrico del agua? Res.: 1,013 bl/BF.

3.3. Calcular la razón gas-petróleo producida de la zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa al cabo de nueve meses a partir de los datos de la tabla 3.5. Res.: 1181 PCS/BF.

3.4. Con el fin de determinar: a) el gas en solución, y b) el factor volumétrico del petróleo como función de presión, se hicieron experimentos con una muestra de líquido del fondo del campo de petróleo LaSalle.

La presión inicial del yacimiento es 3600 lpca y la temperatura de fondo 160 °F; por consiguiente, todas las medidas en el laboratorio se hicieron a 160 °F. Los siguientes datos, en unidades prácticas, resultaron:

Presión lpca	Gas en solución PCS/BF a 14,7 lpca y 60 °F	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF
3600	567	1,310
3200	567	1,317
2800	567	1,325
2500	567	1,333
2400	554	1,310
1800	436	1,263
1200	337	1,210
600	223	1,140
200	143	1,070

a) ¿Qué factores afectan la solubilidad de gas en petróleo crudo?

b) Constrúyase un gráfico entre gas en solución y presión.

c) Inicialmente, ¿el yacimiento se encontraba saturado o subsaturado? Explicar.

d) ¿Tiene el yacimiento una capa inicial de gas?

e) A partir del gráfico dibujado en la parte b), ¿cuál es la solubilidad del gas en la región de 200 a 2500 lpca, en unidades de PCS/BF/lpc y lpc/PCS/BF? Res.: 0,184 y 5,43.

f) Asumiendo que la acumulación de gas por barril de petróleo a condiciones normales es de 1000 PCS en vez de 567 PCS, ¿cuánto gas en solución habría a 3600 lpca? En estas circunstancias, ¿cómo se clasificaría al yacimiento: saturado o subsaturado? Res.: 775 PCS/BF.

3.5. A partir de los datos de la muestra de fluido de fondo presentados en el problema 3.4:

a) Constrúyase un gráfico del factor volumétrico del petróleo como función y presión.

b) Explicar el cambio brusco de pendiente en la curva.

c) ¿Por qué la pendiente por encima de la presión de saturación es negativa y menor que la pendiente positiva por debajo de la presión de saturación?

d) Si el yacimiento contiene inicialmente 250 MM barriles de petróleo a condiciones del yacimiento, ¿cuál es el número de barriles en el yacimiento a condiciones fiscales (BF)? Res.: 190,8 MM BF.

e) ¿Cuál es el volumen inicial de gas disuelto en el yacimiento? Res.: 108,2 MMM PCS.

f) ¿Cuál será el factor volumétrico del petróleo, FVP, cuando la presión de fondo del yacimiento sea prácticamente igual a la atmosférica (es decir, no existe gas en solución)? Asíumase que el coeficiente de dilatación del petróleo fiscal es 0,0006 por °F. Res.: 1,06 bl/BF.

g) ¿Cuál es el factor de contracción o merma a 2500 lpca? Res.: 0,750 BF/bl.

h) Expresar el FVP a 2400 lpca en unidades de pies cúbicos por barril fiscal. Res.: 7,356 p³/BF.

3.6. Un petróleo tiene un FVP de 1,340 y una razón gas en solución-petróleo (Rs) de 500 PCS/BF; la gravedad o peso específico del gas es 0,75. La gravedad del petróleo fiscal es 40 °API a 60 °F.

a) ¿Cuál es la gravedad específica del líquido en el yacimiento? Res.: 0,677.

b) ¿Cuál es la gravedad API del líquido en el yacimiento?
Res.: 77,5 °API.

c) ¿Cuál es el gradiente del líquido en el yacimiento? Res.:
0,293 lpc/p.

3.7. Un tanque de 1000 p³ contiene 85 BF de petróleo crudo y 20.000 (a 14,7 lpca y 60°F) de PCS de gas, ambos a una temperatura de 120 °F. Cuando se logra equilibrio, es decir, cuando se ha disuelto el máximo de gas que se va a disolver en el petróleo, la presión en el tanque es 500 lpca. Si la solubilidad del gas en el petróleo crudo es 0,25 PCS/BF/lpc y el factor de desviación del gas a 500 lpca y 120 °F es 0,90, ¿cuál será el FVP a 500 lpca y 120 °F? Res.: 1,515 bl/BF.

3.8. a) ¿La compresibilidad de un líquido de yacimiento por encima del punto de burbujeo está basada en volúmenes a condiciones del yacimiento o a condiciones normales?

b) Calcular la compresibilidad promedia del líquido en el yacimiento del campo LaSalle por encima del punto de burbujeo, con referencia al volumen a la presión inicial. Res.: $15,96 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹.

c) Calcular la compresibilidad promedia entre 3600 y 3200 lpca, 3200 y 2800 lpca, y entre 2800 y 2500 lpca con referencia al volumen a la presión mayor en cada caso. Res.: 13,4; 15,2; $20,1 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹.

d) ¿Cómo varía la compresibilidad con la presión por encima del punto de burbujeo? Explicar el por qué.

e) ¿Cuál es el intervalo común de variación de las compresibilidades de líquidos en yacimientos?

f) Convertir la compresibilidad de 15×10^{-6} lpc⁻¹ a barriles por millón de barriles por lpc. Res.: 15.

3.9. Usando los símbolos de letras para ingeniería de yacimientos, expresar los siguientes términos para un yacimiento volumétrico subsaturado:

- El petróleo inicial en el yacimiento en barriles fiscales.
- La recuperación fraccional después de producir N_p BF.
- El volumen ocupado por el petróleo (líquido) remanente después de producir N_p BF.
- Los PCS de gas producido.
- Los PCS de gas inicial.
- Los PCS de gas en el petróleo sobrante.
- Por diferencia, los PCS de gas liberado o libre en el yacimiento después de producir N_p BF.
- El volumen ocupado por el gas liberado o gas libre.

3.10 A partir de las características del fluido del yacimiento 3-A-2 presentadas en la fig. 3.7:

a) Calcular la recuperación en tanto por ciento cuando la presión disminuye a 3550, 2800, 2000, 1200 y 800 lpca, asumiendo que el yacimiento pueda explotarse con una razón gas-petróleo producida acumulativa constante e igual a 1100 PCS/BF. Dibujar las recuperaciones en tanto por ciento como función de presión. Res.: 1,8; 8,8; 21,7; 44,7, y 60,6 por ciento.

b) Para demostrar el efecto de una alta RGP sobre la recuperación, calcular de nuevo las recuperaciones asumiendo una RGP producida acumulativa constante e igual a 3300 PCS/BF. Dibujar las recuperaciones en tanto por ciento como función de presión en el mismo papel del gráfico anterior en parte a). Res.: 0,82; 3,83; 8,50; 15,4; 19,5 por ciento.

c) ¿Cómo es afectada aproximadamente la recuperación en porcentaje si se triplica la razón gas-petróleo producida?

d) ¿Es razonable decir que para aumentar la recuperación, pozos con altas razones gas-petróleo deben reacondicionarse o cerrarse?

3.11. Si el yacimiento 3-A-2 produce un millón de BF de petróleo con una RGP producida acumulativa de 2700 PCS/BF, haciendo que la presión disminuya de la presión inicial de 4400 lpca a 2800 lpca, ¿cuál es el petróleo inicial en el yacimiento en barriles fiscales? Res.: 22,43 MM BF.

3.12. Los siguientes datos se obtuvieron de un campo de petróleo sin capa original de gas ni empuje hidrostático:

Volumen poroso disponible del yacimiento para petróleo=75 MM pies cúbicos.

Solubilidad del gas en el petróleo crudo=0,42 PCS/BF/lpc.

Presión inicial de fondo=3500 lpca.

Temperatura de fondo=140 °F.

Presión de saturación del yacimiento=2400 lpca.

Factor volumétrico del petróleo a 3500 lpca=1,333 bl/BF.

Factor de compresibilidad del gas a 1500 lpca y 140 °F=0,95.

Petróleo producido a 1500 lpca=1,0 MM BF.

Neta RGP producida acumulativa=2800 PCS/BF.

a) Calcular el petróleo inicial en el yacimiento en BF. Res.: 10 MM BF.

b) Calcular el gas inicial en el yacimiento en PCS. Res.: 10 MMM PCS.

c) Calcular la razón gas disuelto-petróleo inicial en el yacimiento. Res.: 1000 PCS/BF.

d) Calcular el gas remanente en el yacimiento a 1500 lpca en PCS. Res.: 7,2 MMM PCS.

- e) Calcular el gas libre en el yacimiento a 1500 lpca en PCS. Res.: 1,53 MMM PCS.
- f) Calcular a 14,7 lpca y 60 °F el factor volumétrico del gas liberado a 1500 lpca. Res.: 0,0107 p³/PCS.
- g) Calcular el volumen en el yacimiento de gas libre a 1500 lpca. Res.: 16,4 MM p³.
- h) Calcular la RGP total en el yacimiento a 1500 lpca. Res.: 800 PCS/BF.
- i) Calcular la razón gas en solución-petróleo, RGP, a 1500 lpca. Res.: 630 PCS/BF.
- j) Calcular el factor volumétrico del petróleo a 1500 lpca. Res.: 1,16 bl/BF.
- k) Calcular el factor volumétrico total o de dos fases del petróleo y su gas disuelto, a 1500 lpca. Res.: 1,865 bl/BF.

3.13. a) Continuando los cálculos del campo Kelly-Snyder, calcular el porcentaje de recuperación y saturación de gas a 1400 lprc. Res.: 11,32 y 10,2.

b) ¿Cuál es el factor de desviación del gas a 1600 lprc y temperatura de fondo de 125 °F? Res.: 0,83.

3.14. Las propiedades PVT del fluido del yacimiento volumétrico de petróleo de la arena "R" se presenta en la fig. 3.18. Cuando la presión del yacimiento disminuye desde su presión inicial, 2500 lpca, a una presión promedio de 1600 lpca, la producción correspondiente de petróleo es 26,0 MM BF. La RGP acumulativa a 1600 lpca es 954 PCS/BF y la RGP actual es 2250 PCS/BF. La porosidad promedio es 18 por ciento y la saturación promedio de agua connata es también 18 por ciento. La cantidad de agua producida es insignificante, y las condiciones normales son 14,7 lpca y 60 °F.

- a) Calcular el petróleo inicial en el yacimiento. Res.: 246 MM BF.
- b) Calcular en PCS, el gas liberado que permanece en el yacimiento a 1600 lpca. Res.: 31,9 MMM PCS.
- c) Calcular la saturación promedio de gas en el yacimiento a 1600 lpca. Res.: 12,9 ciento.
- d) Calcular los barriles de petróleo que se recuperarían a 1600 lpca si se hubiera reinyectado en el yacimiento todo el gas producido. Res.: 89,8 MM BF.
- e) Calcular el factor volumétrico bifásico de petróleo a 1600 lpca. Res.: 1,513 bl/BF.
- f) Asumiendo que el gas libre no fluye, ¿cuál sería la recuperación con empuje por depleción hasta 2000 lpca? Res.: 11,9 MM BF.
- g) Calcular en PCS, el gas libre inicial en el yacimiento a 2500 lpca. Res.: 0.

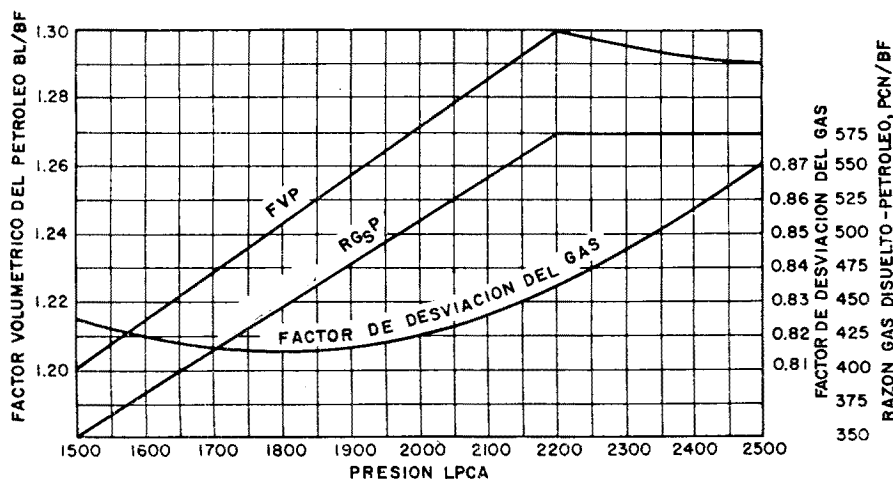


FIG. 3.18.—Datos de PVT para el yacimiento de la arena "R", a 150° F.

3.15. Si el yacimiento del problema 3.14 es de empuje hidrostático, y se intruye en el yacimiento 25×10^6 barriles de agua, cuando la presión decrece a 1600 lpca, ¿cuál es el petróleo inicial en el yacimiento? Úsense las mismas RGP cumulativa y actual, los mismos datos de PVT y asúmase que no ocurre producción de agua. Res.: 134 MM BF.

3.16. Los siguientes datos de producción e inyección de gas corresponden a cierto yacimiento:

Producción cumulativa de petróleo, N_p , MM BF	Razón gas- petróleo promedia diaria, R PCS/BF	Volumen cumulativo de gas inyectado, G_i MM PCS
0.....	300	
1.....	280	
2.....	280	
3.....	340	
4.....	560	
5.....	850.....	0
6.....	1120.....	520
7.....	1420.....	930
8.....	1640.....	1440
9.....	1700.....	2104
10.....	1640.....	2743

- a) Calcular la RGP promedia de producción durante el intervalo de producción de petróleo de 6 MM a 8 MM BF. Res.: 1420 PCS/BF.
- b) ¿Cuál es la RGP producida acumulativa cuando se han producido 8 MM BF de petróleo? Res.: 731 PCS/BF.
- c) Calcular la RGP neta promedia de producción durante el intervalo de producción de petróleo de 6 MM a 8 MM BF. Res.: 960 PCS/BF.
- d) Calcular la RGP neta producida cuando se han producido 8 MM BF. Res.: 551 PCS/BF.
- e) Dibujar en un mismo papel la RGP promedia diaria, la producción acumulativa de gas, la producción *net*a acumulativa de gas y el volumen acumulativo de gas inyectado como función de la producción acumulativa de petróleo.

3.17. En base a núcleos y registros de varios pozos secos, se determinó un acuífero que rodea un campo de petróleo y tiene un espesor promedio de 25 pies y una porosidad promedia de 15 por ciento. El acuífero cubre un área aproximada de 125 millas cuadradas. Si la presión promedia del acuífero es 4000 lpca y su temperatura 140 °F, ¿cuál será el volumen de agua que el acuífero puede suministrar al yacimiento si la caída promedia de presión en todo el acuífero es de 500 lpc? Res.: 7,91 MM bl.

3.18. Uniformar los siguientes factores volumétricos relativos para un yacimiento de petróleo entre la presión inicial del mismo, 4500 lpcr, y la presión del punto de burbujeo, 1447 lpcr. Obtener los factores volumétricos con cinco cifras decimales.

Presión, lpcr	Factor volumétrico relativo
4500	0,9602
4000	0,9654
3500	0,9711
3000	0,9769
2500	0,9833
2000	0,9907
1500	0,9989
1447	1,0000

Res.: $V_r = 1,0000 - 1,30364 \times 10^{-5}(p - 1447)$; $V_r(2500) = 0,98343$.

3.19. El factor volumétrico del petróleo a 5000 lpca, presión inicial de un yacimiento subsaturado que produce por encima del punto de burbujeo, es 1,510 bl/BF. Cuando la presión decrece a 4600 lpca, debido a la producción de 100.000 BF de petróleo, el factor volumétrico del petróleo es 1,520 bl/BF. La saturación de agua connata es 25 por ciento, la compresibilidad del agua es $3,20 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, y, basándose en la porosidad promedia de 16 por ciento, la compresibilidad de la roca es $4,0 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. La compresibilidad promedia del petróleo entre 5000 y 4600 lpca relativa al volumen a 5000 lpca es $17,00 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. Evidencia geológica y la ausencia de producción de agua indican un yacimiento volumétrico.

a) Suponiendo que este es el caso, ¿cuál es el petróleo inicial en el yacimiento? Res.: 10,75 MM BF.

b) Se desea hacer un inventario de los barriles fiscales iniciales en el yacimiento a un segundo intervalo de producción. Cuando la presión decrece a 4200 lpca, el factor volumétrico del petróleo es 1,531 bl/BF, y la producción es de 205 M BF. Si la compresibilidad promedia del petróleo es $17,65 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, ¿cuál es el petróleo inicial en el yacimiento? Res.: 10,80 MM BF.

c) Después de analizar los núcleos y registros, el cálculo volumétrico del petróleo inicial en el yacimiento es 7,5 MM BF. Asumiendo que este valor es correcto, ¿cuál es la intrusión de agua en el yacimiento cuando la presión disminuye a 4600 lpca? Res.: 46.000 bl.

3.20. Estimar la recuperación fraccional considerando empuje hidrostático en el yacimiento de una arenisca cuya permeabilidad es 1500 md, saturación de agua 20 por ciento, viscosidad del petróleo en el yacimiento 1,5 cp, porosidad 25 por ciento y espesor promedio de la formación 50 pies. Res.: 0,62.

3.21. Las propiedades de un yacimiento volumétrico subsaturado son las siguientes:

$p_i = 4000 \text{ lpca}$	$c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
$p_b = 2500 \text{ lpca}$	$c_f = 5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
$S_w = 30 \text{ por ciento}$	$B_{oi} = 1,300 \text{ bl/BF a } 4000 \text{ lpca}$
$\phi = 10 \text{ por ciento}$	$B_o = 1,320 \text{ bl/BF a } 3000 \text{ lpca}$

a) Calcular a 4000 lpca el volumen poroso total, el volumen de agua connata y el volumen de hidrocarburos. Expresar las respuestas en barriles por acre-p. Res.: 775,8; 232,7; 543,1 bl/ac-p.

b) Repetir la parte a) para 3000 lpca. Res.: 771,9; 233,4; 538,5 bl/ac-p.

c) Calcular el petróleo fiscal en el yacimiento a 4000 lpca y

3000 lpca. Calcular la recuperación fraccional a 3000 lpca. Res.: 417,8; 408,0 BF/ac-p; 0,023.

d) Calcular la compresibilidad promedia del petróleo entre 4000 lpca y 3000 lpca, relativa al volumen a 4000 lpca. Res.: $15,2 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹.

e) Calcular la recuperación a 3000 lpca a partir de la Ec. (3.36) Res.: 0,023.

REFERENCIAS

¹ T. L. Kennerly, "Oil Reservoir Fluids (Sampling, Analysis, and Application of Data)", presentado ante la Sección Delta del AIME, January, 1953 (Puede obtenerse de Core Laboratories, Inc., Dallas).

² Frank O. Reudelhuber, "Sampling Procedures for Oil Reservoir Fluids", *Journal of Petroleum Technology*, December 1957, 9, N.º 12, 15-18.

³ Ralph H. Espach and Joseph Fry, "Variable Characteristics of the Oil in the Tensleep Sandstone Reservoir, Elk Basin Field, Wyoming and Montana", *Trans. AIME* (1951), 192, 75.

⁴ Cecil O. Cupps, Philip H. Lipstate, Jr., y Joseph Fry, "Variance in Characteristics of the Oil in the Weber Sandstone Reservoir, angely Field, Colo.", *Bureau of Mines R. I. 4761*, U.S.D.I., April 1951, also *World Oil*, December 1957, 133, N.º 7, 192.

⁵ A. B. Cook, G. B. Spencer, F. P. Brobowski, y Tim Chin, "A new Method of Determining Variations in Physical Properties of Oil in a Reservoir, with Application to the Scurry Reef Field, Scurry County, Tex". *Bureau of Mines R.I. 5106*, U.S.D.I. February, 1955, páginas 12-23.

⁶ D. R. McCord, "Performance Predictions Incorporating Gravity Drainage and Gas Cap Pressure Maintenance—LL-370 Area, Bolivar Coastal Field", *Trans. AIME* (1953), 198, 232.

⁷ M. B. Standing, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems* (New York: Reinhold Publishing Corporation, 1952), posee unos nomogramas en un sobre en la parte interior de la cubierta posterior.

⁸ J. J. Arps, "Estimation of Primary Oil Reserves", *Trans. AIME* (1956), 207, 183-186.

⁹ R. C. Craze y S. E. Buckley, "A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery", *Drilling and Production Practice*, API (1945), páginas 144-155.

¹⁰ J. J. Arps y T. G. Roberts, "The Effect of Relative Permeability Ratio, the Oil Gravity, and the Solution Gas-Oil Ratio on the Primary Recovery from a Depletion Type Reservoir", *Trans. AIME* (1955), 204, 120-126.

¹¹ H. G. Botset y M. Muskat, "Effect of Pressure Reduction upon Core Saturation", *Trans. AIME* (1939), 132, 172-183.

¹² R. K. Guthrie y Martin K. Greenberger, "The Use of Multiple Correlation Analyses for Interpreting Petroleum-Engineering Data", *Drilling and Production Practice*, API (1955), pp. 135-137.

¹³ Stewart E. Buckley, *Petroleum Conservation* (New York: American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1951), p. 239.

¹⁴ K. B. Barnes y R. F. Carlson, "Scurry Analysis", *The Oil and Gas Journal*, 1950, 48, N.º 51, 64.

¹⁵ "Material-Balance Calculations, North Snyder Field Canyon Reef Reservoir", *The Oil and Gas Journal* (1950), 49, N.º 1, 85.

¹⁶ *Petroleum Reservoir Efficiency and Well Spacing* (New Jersey: Standard Oil Development Company, 1943), p. 22.

¹⁷ H. B. Hill y R. K. Guthrie, "Engineering Study of the Rodessa Oil Field in Louisiana, Texas, and Arkansas", *U .S. Bureau of Mines*, R. I. 3715 (1943), p. 87.

¹⁸ Albert S. Trube, "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids", *Journal of Petroleum Technology* (1957), 9, N.º 12, 341.

¹⁹ C. R. Dodson y M. B. Standing, "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures", *Drilling and Production Practice*, API (1944), p. 173.

²⁰ W. van der Knaap, "Non-linear Elastic Behavior of Porous Media", presentado ante el *Society of Petroleum Engineers* del AIME, October 1958 Houston, Texas.

²¹ Howard N. Hall, "Compressibility of Reservoir Rocks", *Trans. AIME* (1953), 198, 309.

²² I. Fatt, "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks", *Journal of Petroleum Technology* (1958), 10, N.º 3, 64-66.

²³ J. Geertsma, "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks", *Journal of Petroleum Technology* (1957), 11, N.º 12, 332.

²⁴ Murray F. Hawkins, "Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point", *Trans. AIME* (1955), 204, 267.

²⁵ R. C. Rumble, H. H. Spain y H. E. Stamm, "A Reservoir Analyzer Study of the Woodbine Basin", *Trans. AIME* (1951), 192, 331.

IV. YACIMIENTOS DE PETROLEO CON EMPUJES SIMULTANEOS: GAS EN SOLUCION, CAPA DE GAS E HIDROSTATICO

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS CON EMPUJE POR CAPA DE GAS Y EMPUJE HIDROSTÁTICO

Las ecuaciones de balance de materiales derivadas en el capítulo 3 se aplican a yacimientos volumétricos y de empuje hidrostático que no tienen capa de gas inicial, o sea, que inicialmente están subsaturados; sin embargo, las ecuaciones se aplican a yacimientos donde se forma una capa artificial de gas debido a segregación gravitacional del petróleo y del gas libre por debajo del punto de burbujeo, o a la inyección de gas generalmente en las partes superiores de la estructura del yacimiento. Cuando existe una capa inicial de gas, es decir, cuando el petróleo está inicialmente saturado, no existe la fuente de energía debido a la dilatación del líquido. La energía acumulada en el gas disuelto es adicionada por la existente en la capa de gas, y no es raro que las recuperaciones en yacimientos con capa de gas sean generalmente mayores que en aquellos yacimientos sin capa de gas, considerando las demás condiciones iguales. En empujes por capa de gas, a medida que la producción avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza el petróleo hacia abajo. Este fenómeno se observa por el aumento de las razones gas-petróleo en los pozos localizados sucesivamente más abajo en la estructura. Al mismo tiempo, debido a su dilatación, la capa de gas retarda la disminución de presión y al mismo tiempo la liberación de gas en solución dentro de la zona de petróleo, mejorando en esta forma la recuperación por reducción en las razones gas-petróleo de producción de los pozos. Este mecanismo es más eficiente en aquellos yacimientos con acentuado relieve estructural, ya que introduce un componente vertical de movimiento del fluido por medio del cual puede ocurrir segregación gravitacional del petróleo y del gas libre en la zona productora ^{*1}.

* Las referencias a través del libro se incluyen al final de cada capítulo.

Las recuperaciones de yacimientos volumétricos con capa de gas varían desde las recuperaciones para yacimientos subsaturados hasta 70 a 80 por ciento del petróleo fiscal inicial en el yacimiento. Las mayores recuperaciones corresponden a:

1) *Capas grandes de gas*. El tamaño de la capa de gas se expresa generalmente con relación al tamaño de la zona de petróleo por la razón m , o

$$m = \frac{\text{Volumen inicial de gas libre en el yacimiento}}{\text{Volumen inicial de petróleo en el yacimiento}}$$

2) *Formaciones uniformes y continuas*. Esto reduce el acanalamiento del gas de la capa de gas que se expande, avanzando el gas con una velocidad mayor que el petróleo, dejando este último en las partes menos permeables.

3) *Buenas características para segregación gravitacional* (ver capítulo 7, sec. 3). Estas incluyen primordialmente: a) una estructura pronunciada, b) viscosidad baja del petróleo, c) alta permeabilidad, y d) bajas velocidades del petróleo.

Empuje hidrostático y control hidráulico son términos empleados para designar el mecanismo que incluye el movimiento de agua hacia un yacimiento a medida que se produce gas y petróleo. La intrusión de agua en un yacimiento puede provenir de agua marginal o agua de fondo; la última indica que debajo del petróleo se halla una zona acuífera de suficiente espesor que permite el movimiento de agua en forma esencialmente vertical. La fuente de agua más común en un empuje hidrostático es el resultado de la dilatación de la misma y la compresibilidad de la roca en el acuífero; sin embargo, puede resultar como consecuencia de un flujo artesiano. Las características importantes de un proceso de recuperación por empuje hidrostático son:

1) El volumen del yacimiento se reduce constantemente debido a la intrusión de agua. Dicha intrusión es una fuente de energía adicional a la energía de dilatación (expansión) del líquido por encima del punto de burbujeo y a las energías acumuladas en el gas en solución y en el gas libre o capa de gas.

2) La presión de fondo está ligada a la razón de intrusión de agua a la rata de vaciamiento del yacimiento. Cuando la rata de vaciamiento del yacimiento excede en una cantidad mínima la intrusión, se presenta sólo una pequeña disminución en la presión. Cuando la rata de vaciamiento del yacimiento excede considerablemente la intrusión, se acentúa la disminución en la presión, aproximándose a la de yacimientos con empuje por capa de gas o con empuje por gas en solución, según el caso.

3) Para empujes hidrostáticos marginales, la migración regional se acentúa en dirección de las partes más altas de la estructura.

4) A medida que la intrusión de agua continúa en los empujes hidrostáticos marginales y de fondo, aumenta el volumen de agua producida, y eventualmente todos los pozos producirán agua.

5) En condiciones favorables, las recuperaciones de petróleo son altas y varían entre 60 y 80 por ciento del petróleo original en el yacimiento.

2. ECUACIÓN GENERAL DEL BALANCE DE MATERIALES

Cuando se perforan pozos en yacimientos de gas y de petróleo, se produce gas, petróleo, y frecuentemente agua, lo que reduce la presión del yacimiento permitiendo que el petróleo y el gas restantes se expandan y llenen el espacio vacante formado por los fluidos removidos. Cuando los estratos que contienen gas y petróleo están hidráulicamente conectados con estratos acuíferos, el agua invade el yacimiento a medida que la presión disminuye debido a la producción, como lo ilustra la figura 4.1. Como consecuencia, se disminuye el grado de expansión de petróleo y del gas que permanecen en el yacimiento y retarda la disminución de presión del mismo. Ya que la temperatura de los yacimientos de gas y de petróleo permanecen prácticamente constantes durante el proceso de producción, el grado de expansión del petróleo y del gas remanentes depende únicamente de la presión. Por tanto, tomando muestras de fondo de los fluidos del yacimiento bajo presión, y midiendo sus volúmenes relativos en el laboratorio a temperatura del yacimiento y a varias presiones, es posible pronosticar la forma en que estos fluidos se comportarán en el yacimiento a medida que la presión del yacimiento disminuye.

En el capítulo anterior se vio que las compresibilidades de la formación y del agua innata son bastante reducidas; sin embargo, sus valores respecto a la compresibilidad de los fluidos del yacimiento por encima del punto de burbujeo son significativos y responsables por una fracción considerable de la producción por encima

TABLA 4.1. *Límites de variación de compresibilidades*

Formaciones geológicas	$3 - 10 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Agua	$2 - 4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Petróleo subsaturado	$5 - 100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Gas a 1000 lpc	$900 - 1300 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Gas a 5000 lpc	$50 - 200 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$

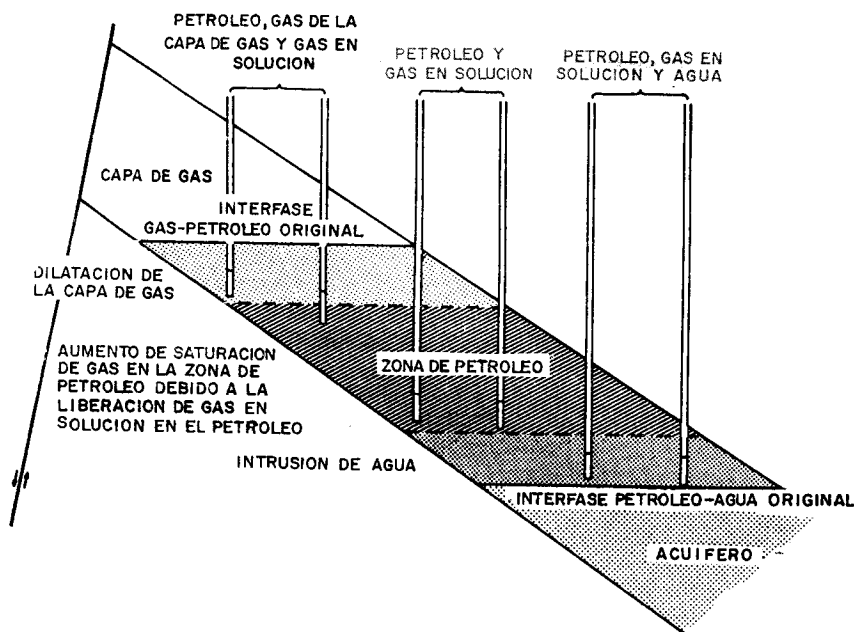


FIG. 4.1.—Sección transversal de un yacimiento de empujes combinados. (Tomado de Woody y Moscrip³, Actas del AIME.)

del punto de burbujeo. La tabla 4.1 presenta un intervalo de valores de compresibilidades de fluidos y de formación, de donde puede concluirse que las compresibilidades del agua y de formación generalmente son menos importantes en yacimientos de gas y con capa de gas, y en yacimientos subsaturados por debajo del punto de burbujeo cuando existe una saturación apreciable de gas. Debido a esto y a las complicaciones que introducirían en las ecuaciones existentes más o menos complejas, las compresibilidades del agua y de formación se desprecian, excepto en yacimientos subsaturados que producen por encima del punto de burbujeo. El gas disuelto en el agua de formación por lo general también se desprecia, y en muchos casos el volumen del agua producida no se conoce con suficiente precisión para justificar el empleo de su factor volumétrico (véase tabla 3.7).

La ecuación general del balance de materiales, comúnmente denominada ecuación de Schilthuis², consiste simplemente en un balance volumétrico. Se basa en que el volumen del yacimiento (de acuerdo con sus límites iniciales) es constante y por tanto la suma algebraica de los cambios volumétricos de las cantidades de petróleo, gas libre y agua en el yacimiento debe ser igual a cero. Por

ejemplo, si los volúmenes de gas y petróleo en el yacimiento disminuyen, el total de estas dos reducciones debe ser contrarrestado por un aumento de igual magnitud en el volumen de agua. Si se supone que existe equilibrio completo en el yacimiento a todo tiempo entre el petróleo y su gas disuelto, puede escribirse una expresión general del balance de materiales que relacione las cantidades de petróleo, gas y agua producidas, la presión promedia del yacimiento, la cantidad de intrusión de agua del acuífero y finalmente el contenido inicial de gas y de petróleo en el yacimiento. Estos cálculos requieren los siguientes datos del yacimiento, de producción y de laboratorio:

1) Presión inicial del yacimiento y presión promedia del yacimiento a intervalos sucesivos de tiempo después de comenzada la producción.

2) Producción de petróleo en barriles fiscales, medidos a presión de una atmósfera y temperatura de 60 °F, a cualquier período o durante un intervalo de producción cualquiera.

3) Producción total de gas en pies cúbicos a condiciones normales. Cuando se inyecta gas en el yacimiento, este total será la diferencia entre el gas total producido y el reinyectado en el yacimiento.

4) Razón del volumen *inicial* de la capa de gas al volumen inicial de petróleo, representada por el símbolo m . Si este valor puede determinarse con razonable precisión, queda entonces sólo una incógnita (N) en el balance de materiales para yacimientos volumétricos con capa de gas, y dos (N y W_e) para yacimientos con empuje hidrostático. El valor de m se determina a partir de datos de núcleos y de registros, además de datos de terminación de pozos que generalmente ayudan a localizar los contactos gas-petróleo y agua-petróleo. Cabe decir que la razón m muchas veces se conoce con mayor precisión que los valores absolutos de los volúmenes de la capa de gas y de la zona de petróleo. Por ejemplo, cuando la roca de yacimiento presenta características esencialmente iguales, tanto en la capa de gas como en la zona de petróleo, m puede tomarse como la razón de los volúmenes netos, sin tener en cuenta la saturación promedia de agua innata o la porosidad promedia. Más aún, puede tomarse como la razón de los volúmenes totales, sin tener en cuenta los factores que reducen tales volúmenes totales a volúmenes netos de producción.

5) Factores volumétricos del petróleo y del gas y razones gas disuelto-petróleo. Estos datos se obtienen en función de presión a partir de pruebas de laboratorio con muestras de fluido del fondo del pozo. Las pruebas se realizan por el método de liberación diferencial o por el método de liberación instantánea, como se explicará más adelante.

6) Cantidad de agua producida.

7) Cantidad de intrusión de agua en el yacimiento, proveniente del acuífero.

Para simplificar, la deducción de la ecuación del balance de materiales, se divide en los cambios de los volúmenes de petróleo, gas y agua que ocurren a partir del comienzo de la producción y cualquier tiempo t .

Cambio en el volumen de petróleo:

Volumen inicial de petróleo en el yacimiento = NB_{oi} p³

Volumen de petróleo al tiempo t y presión $p = (N - N_p)B_o$ p³.

Disminución en el volumen de petróleo = $NB_{oi} - (N - N_p)B_o$ p³. (4.1)

Cambio en el volumen de gas libre:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Razón del volumen de gas libre} \\ \text{al volumen inicial de petróleo} \end{array} \right] = m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Volumen inicial de gas libre = $GB_{gi} = NmB_{oi}$

$$\begin{aligned} & \left[\begin{array}{l} \text{PCS de gas libre} \\ \text{al tiempo } t \end{array} \right] = \\ & = \left[\begin{array}{l} \text{PCS de gas inicial,} \\ \text{libre y disuelto} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{PCS de gas} \\ \text{producido} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{PCS de gas que} \\ \text{quedan en solución} \end{array} \right] \\ G_t &= \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} \right] - \left[N_p R_p \right] - \left[(N - N_p)R_s \right] \\ \left[\begin{array}{l} \text{Volumen de gas libre en} \\ \text{el yacimiento al tiempo } t \end{array} \right] &= \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s \right] B_o \\ \left[\begin{array}{l} \text{Disminución en el volu-} \\ \text{men de gas libre} \end{array} \right] &= NmB_{oi} - \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} - N_p R_p \right. \\ & \quad \left. - (N - N_p)R_s \right] B_o \end{aligned} \quad (4.2)$$

Cambio en el volumen de agua:

Volumen inicial de agua en el yacimiento = W_{res} p³.

Producción acumulativa de agua a $t = W_p$ p³ a 60 °F y 1 atm.

Volumen de producción acumulativa de agua a condiciones del yacimiento = $B_w W_p$ p³.

Volumen de intrusión de agua al tiempo t a condiciones del yacimiento = V_e p³.

$$[\text{Aumento en el volumen de agua}] = (W + W_e - B_w W_p) - W = \\ = W_e - B_w W_p \quad (4.3)$$

Igualando el total de las disminuciones en el volumen de petróleo, Ec. (4.1), y el volumen de gas libre, Ec. (4.2), al aumento en el volumen de agua, Ec. (4.3), y desarrollando los términos, se obtiene

$$NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \frac{NmB_{oi}B_g}{B_{gi}} - NR_{si}B_g \\ + N_p R_p B_g + NB_g R_s - N_p B_g R_s = W_e - B_w W_p$$

Agregando y sustrayendo el término $N_p B_g R_{si}$

$$NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \frac{NmB_{oi}B_g}{B_{gi}} - NR_{si}B_g + N_p R_p B_g \\ + NB_g R_s - N_p B_g R_s + N_p B_g R_{si} - N_p B_g R_{si} = W_e - B_w W_p$$

Reagrupando términos

$$NB_{oi} + NmB_{oi} - N[B_o + (R_{si} - R_s)B_g] + N_p[B_o + (R_{si} - R_s)B_g] \\ + (R_p - R_{si})B_g N_p - \frac{NmB_{oi}B_g}{B_{gi}} = W_e - B_w W_p$$

Escribiendo ahora $B_{oi} = B_{ti}$ y $[B_o + (R_{si} - R_s)B_g] = B_t$, donde B_t es el factor volumétrico total, de dos fases o del petróleo activo, definido por la Ec. (3.2) como el volumen en el yacimiento de un barril de petróleo fiscal con su gas originalmente disuelto,

$$N(B_{ti} - B_t) + N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] + NmB_{ti} \left(1 - \frac{B_g}{B_{gi}}\right) \\ = W_e - B_w W_p \\ N \left[B_{ti} - B_t + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_{gi} - B_g) \right] = -N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] \\ + (W_e - B_w W_p)$$

Despejando N

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})} \quad (4.4)$$

El ejemplo 4.1 muestra la aplicación de la Ec. (4.4) para calcular el petróleo inicial en un yacimiento con empuje hidrostático y con capa inicial de gas. La ecuación de balance volumétrico también puede expresarse en la siguiente forma³:

$$\begin{aligned}
 & \left[\begin{array}{c} \text{Expansión} \\ \text{de la zona} \\ \text{de petróleo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Expansión} \\ \text{de la capa} \\ \text{de gas} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Intrusión} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Producción cumu-} \\ \text{lativa de la zona} \\ \text{de petróleo} \end{array} \right] + \\
 & N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}(B_g - B_{gi})}{B_{gi}} + W_e = N_p B_t + \\
 & + \left[\begin{array}{c} \text{Producción cumu-} \\ \text{lativa de gas de} \\ \text{la capa de gas} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Producción} \\ \text{cumulativa} \\ \text{de agua} \end{array} \right] \\
 & + N_p(R_p - R_{si})B_g + B_w W_p
 \end{aligned}$$

Ejemplo 4.1. Calcular los barriles de petróleo fiscales inicialmente en un yacimiento de empujes combinados.

Datos:

Volumen bruto o total de la zona de petróleo=112.000 ac-p.

Volumen bruto de la zona de gas=19.600 ac-p

Presión inicial del yacimiento=2710 lpca

Factor volumétrico inicial del petróleo=1,340 bl/BF

Factor volumétrico inicial del gas=0,006266 p³/PCS

Razón inicial gas disuelto-petróleo=526 PCS/BF

Producción de petróleo durante el intervalo considerado=20 MM BF

Presión del yacimiento al final del intervalo=2000 lpca

Razón gas-petróleo promedia producida=700 PCS/BF

Factor volumétrico bifásico a 2000 lpca=1,4954 bl/BF

Volumen de intrusión de agua=11,58 MM bl

Factor volumétrico del agua=1,028 bl/BF

Factor volumétrico del gas a 2000 lpca=0,008479 p³/PCS

Solución: Con el fin de sustituir en la Ec. (4.4):

$$B_{ti} = 1,3400 \times 5,615 = 7,5242 \text{ p}^3/\text{BF}$$

$$B_t = 1,4954 \times 5,615 = 8,3967 \text{ p}^3/\text{BF}$$

$$W_e = 11,58 \times 5,615 = 65,02 \text{ MM p}^3$$

$$W_p = 1,05 \times 1,028 \times 5,615 = 6,06 \text{ MM p}^3 \text{ res}^*.$$

* res=a condiciones del yacimiento o reservorio.

Asumiendo la misma porosidad y saturación de agua connata en las zonas de gas y de petróleo,

$$m = \frac{19.600}{112.000} = 0,175$$

Sustituyendo en la Ec. (4.4)

$$N = \frac{20 \times 10^6 [8,3967 + (700 - 562)0,008489] - (65,02 - 6,06) \times 10^6}{8,3967 - 7,5241 + 0,175 \left(\frac{7,5241}{0,006266} \right) (0,008489 - 0,006266)} \\ = 98,97 \text{ MM BF}$$

Si B_i está dado en barriles por barril fiscal, B_o debe estar en barriles por pie cúbico normal y W_e y W_p en barriles, y la sustitución es la siguiente:

$$N = \frac{20 \times 10^6 [1,4954 + (700 - 562)0,001510] - (11,58 - 1,05 \times 1,028) \times 10^6}{1,4954 - 1,3400 + 0,175 \left(\frac{1,340}{0,001116} \right) (0,001510 - 0,001116)} \\ = 98,97 \text{ MM BF}$$

La Ec. (4.4) se aplica a campos bajo la influencia simultánea de empuje por gas en solución, empuje hidrostático y empuje por capa de gas. Cuando no existe empuje hidrostático, $W_e = 0$ y la Ec. (4.4) se convierte en

$$N = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{si})B_o] + B_w W_p}{B_i - B_{ii} + \frac{m B_{ii}}{B_{oi}} (B_o - B_{oi})} \quad (4.5)$$

Cuando no existe gas libre inicial, $m = 0$ y la ecuación se reduce a

$$N = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{si})B_o] - (W_e - B_w W_p)}{B_i - B_{ii}} \quad (4.6)$$

Y, finalmente, cuando no existe capa inicial de gas ni empuje hidrostático, y $W_p = 0$, la ecuación anterior queda reducida a la Ec. (3.13).

$$N = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{si})B_o]}{B_i - B_{ii}} \quad (4.7)$$

3. APLICACIONES Y LIMITACIONES DEL BALANCE DE MATERIALES

El balance de materiales deducido en la sección anterior se ha empleado durante muchos años para:

- 1) Determinar el petróleo inicial en el yacimiento.
- 2) Calcular la intrusión de agua.
- 3) Pronosticar la presión del yacimiento.

Aunque en algunos casos es posible calcular simultáneamente el petróleo inicial y la intrusión de agua (ver capítulo 5, sec. 6), generalmente uno de los dos debe conocerse independientemente del balance de materiales. Una de las aplicaciones más importantes de las ecuaciones es la de pronosticar el efecto de la rata de producción, ratas de inyección (gas o agua) o ambos efectos simultáneamente sobre la presión del yacimiento; por tanto, es de mucho interés conocer de antemano el petróleo inicial y la razón m a partir de buenos datos de núcleos y registros eléctricos. La presencia de un empuje hidrostático se reconoce generalmente por evidencia geológica; sin embargo, el balance de materiales puede emplearse con tal fin también calculando el valor del petróleo inicial a intervalos sucesivos de producción, asumiendo una intrusión de agua igual a cero. A menos que existan otros factores complejos, la constancia en los valores calculados de N indican un yacimiento volumétrico, mientras que continuos valores crecientes de N indican un empuje hidrostático.

La precisión de los valores calculados depende de la exactitud de los datos disponibles usados en la ecuación y sobre las distintas suposiciones, base de las ecuaciones. Una de estas suposiciones considera que en el yacimiento se logra un equilibrio termodinámico, principalmente entre el petróleo y el gas en solución. Wieland y Kennedy⁴ encontraron una tendencia en la fase líquida a permanecer sobresaturada con gas a medida que la presión disminuye. Se midieron valores del orden de 19 lpc para el fluido y núcleos del campo East Texas, y de 25 lpc para el fluido y núcleos del campo Slaughter. El efecto de sobresaturación hace que las presiones del yacimiento sean menores de lo que serían si se hubiese logrado el equilibrio.

También se asume implícitamente que los datos de PVT empleados en los balances de materiales se obtuvieron usando procesos de liberación de gas que duplican aproximadamente los procesos de liberación de gas en el yacimiento, en el pozo y en los separadores de superficie. Este tema se discutirá más detalladamente en la sección 7, y sólo se menciona el hecho de que en algunos casos los datos de PVT se basan en procesos de liberación de gas muy diferentes a los

que realmente ocurren en el yacimiento, y, por tanto, se obtienen resultados erróneos en los balances de materiales.

Otra fuente de error se introduce en la determinación de la presión promedia del yacimiento al final de un intervalo de producción cualquiera. Además de los errores introducidos por los instrumentos, y aquellos introducidos por la dificultad en obtener la verdadera presión estática o presión final de restauración (ver capítulo 6, secciones 19 y 21), existe el problema común de ponderar o promediar debidamente las presiones individuales de los pozos. Para formaciones de gran espesor con permeabilidades altas y petróleos de bajas viscosidades, donde las presiones de restauración se obtienen rápida y correctamente, y donde sólo existen pequeñas diferencias de presión a través del yacimiento, valores fidedignos de la presión del yacimiento se obtienen fácilmente. Por otra parte, en formaciones delgadas de baja permeabilidad y con petróleos de alta viscosidad, se presentan dificultades para obtener, con suficiente exactitud, presiones finales de restauración; además, muy a menudo existen grandes variaciones de presión a través del yacimiento. Las presiones promedias se obtienen generalmente superponiendo mapas isobáricos en mapas isopacos, como se explicó en el capítulo 1, sección 10. El método generalmente proporciona valores fidedignos a menos que existan errores en las presiones medidas en los pozos, que impiden obtener buenos contornos en los mapas. Las diferencias en presión pueden ser debidas a variaciones del espesor y de la permeabilidad de la formación y de la producción de los pozos. También se presentan dificultades cuando las formaciones productoras consisten de dos o más zonas o estratos de diferentes permeabilidades. En este caso las presiones, por lo general, son mayores en los estratos de baja permeabilidad, y, como las presiones medidas tienden a aproximarse a las existentes en las zonas de permeabilidad mayor, las presiones estáticas medidas tienden a ser menores, obteniéndose en los cálculos una cantidad de petróleo menor de la que realmente existe. Schilthuis explicó este fenómeno denominando al petróleo en las zonas de mayor permeabilidad petróleo activo, y observando que el petróleo activo calculado generalmente aumenta con tiempo, debido a que el petróleo y el gas en las zonas de baja permeabilidad se expande lentamente contrarrestando en parte la disminución en la presión. Este también es el caso de los campos que no han sido desarrollados completamente, porque la presión promedia puede venir sólo de la parte desarrollada, mientras que la presión en las partes no desarrolladas es mayor.

El efecto de errores en la presión sobre los valores del petróleo inicial o de intrusión de agua calculados, depende de la magnitud de tales errores en relación con la disminución en la presión del yaci-

miento. Esto se debe a que la presión entra en la ecuación de balance de materiales principalmente en la forma de diferencias: $(B_o - B_{oi})$, $(R_{si} - R_s)$ y $(B_g - B_{gi})$. Ya que la intrusión de agua y la expansión de la capa de gas tienden a contrarrestar la disminución de la presión, los errores de presión son más graves en esta clase de yacimientos subsaturados y de empuje por depleción. En el caso de empujes hidrostáticos activos y capas de gas muy grandes comparadas con las zonas de petróleo con que están asociadas, no puede emplearse el balance de materiales para determinar el petróleo inicial en el yacimiento debido a que la declinación de presión es muy pequeña. Hutchinson⁵ en su estudio cuantitativo del efecto de los errores en los datos sobre los valores de gas inicial o de petróleo inicial en yacimientos volumétricos de gas o en yacimientos subsaturados de petróleo, hizo énfasis en la importancia de obtener valores exactos de presiones estáticas de los pozos.

Los cálculos de balance de materiales también son afectados por incertidumbres en la razón del volumen inicial de gas libre al volumen inicial de petróleo en el yacimiento. El error introducido en los valores calculados de petróleo inicial, intrusión de agua o presiones, aumenta con el tamaño de esta razón, ya que, como explicamos en el párrafo anterior, mientras mayor sea la capa de gas, la disminución de la presión tiende a ser menor. Para capas de gas relativamente grandes en comparación con la zona de petróleo, el balance de materiales se aproxima a un balance de gas, modificado ligeramente por la producción de la zona de petróleo. El valor de m se obtiene de datos de registros y de núcleos, de los cuales se determinan los volúmenes netos productivos de gas y petróleo, sus porosidades promedias y saturación de agua innata en cada zona. Debido a que frecuentemente la capa de gas tiene una saturación de petróleo, la zona de petróleo debe incluir este petróleo, disminuyendo en esta forma el volumen inicial de gas libre. Las pruebas de formaciones ayudan con frecuencia a localizar los contactos gas-petróleo y agua-petróleo empleados para determinar m . En algunos casos estos contactos no son planos horizontales, sino inclinados, debido al movimiento de agua en el acuífero, o ligeramente arqueados debido al efecto capilar de las rocas menos permeables en los límites de los yacimientos volumétricos.

La producción cumulativa de petróleo generalmente se conoce con bastante precisión; en cambio, las producciones correspondientes de gas y agua son frecuentemente mucho menos exactas, y, por tanto, introducen nuevas fuentes de errores. En particular, es el caso cuando las producciones de gas y agua no se miden directamente, sino que se deducen de pruebas periódicas hechas con objeto de determinar las razones gas-petróleo y porcentaje de agua de los

pozos individuales. Cuando dos o más pozos terminados en diferentes yacimientos producen a un depósito común, sólo se conocerá la producción global y no la producción individual de petróleo de cada yacimiento, a menos que cada pozo tenga su medidor individual. En las condiciones actuales existentes en muchos campos, se duda que se conozcan las producciones cumulativas de gas y agua dentro de un 10 por ciento de exactitud, y en muchos casos los errores pueden ser mayores. Con la creciente importancia del gas natural, a medida que se vende más gas del que está asociado con el petróleo, se obtienen valores más exactos sobre la producción del mismo.

4. INTRUSIÓN DE AGUA

La intrusión de agua que ocurre en un yacimiento como resultado de la disminución de la presión puede ser el resultado de uno o más de los siguientes factores: 1) flujo artesiano, donde el acuífero aflora a la superficie; 2) dilatación (expansión) del agua en el acuífero; 3) dilatación de acumulaciones conocidas o desconocidas de petróleo, de gas, o de ambos, en el acuífero, y 4) compactación de la roca del acuífero. La naturaleza y comportamiento de acuíferos se discutirá detalladamente en el capítulo 5. Para simplicidad y claridad, en las presentes discusiones se asume el tipo más simple de intrusión de agua, o sea, un acuífero en condiciones de *flujo continuo* donde la rata de intrusión de agua dW_e/dt es directamente proporcional a la disminución de la presión del yacimiento ($p_i - p$). Esto implica que la presión inicial, p_i , se mantiene constante en alguna parte del acuífero, y que el flujo hacia el yacimiento es, de acuerdo con la ley de Darcy, proporcional a la presión diferencial, suponiendo que la viscosidad del agua, permeabilidad promedia y geometría del acuífero permanecen constantes, o

$$\frac{dW_e}{dt} = k(p_i - p) \quad (4.8)$$

$$W_e = k \int_0^t (p_i - p) dt \quad (4.9)$$

donde k es la *constante de intrusión de agua* expresada en pies cúbicos o barriles por día por lpc. Si se determina el valor de k , puede encontrarse el valor de la intrusión cumulativa de agua W_e a partir de la Ec. (4.9), siempre y cuando se conozca la historia de la presión del yacimiento. Si durante cualquier período largo y razonable, la rata de producción y la presión del yacimiento permanecen prácticamente constantes, es obvio que la rata volumétrica de producción

o *rata de vaciamiento del yacimiento* sea igual a la *rata de intrusión de agua*, o

$$\frac{dW_e}{dt} = \left[\text{Rata volumétrica de vacia-} \right] + \left[\text{Rata volumétrica de vacia-} \right] + \left[\text{Rata volumétrica de vacia-} \right]$$

miento de petróleo activo miento de gas libre miento de agua

En forma analítica, la ecuación anterior puede expresarse,

$$\frac{dW_e}{dt} = B_o \frac{dN_p}{dt} + (R - R_s) \frac{dN_p}{dt} B_o + \frac{dW_p}{dt} B_w \quad (4.10)$$

donde dN_p/dt es la *rata diaria de producción de petróleo en BF/día* y $(R - R_s)dN_p/dt$ es la *rata diaria de gas libre en PCS/día*. La *razón gas disuelto-petróleo*, R_s , se sustrae de la *razón gas-petróleo neta diaria o actual*, R , ya que el gas en solución, R_s , se incluye en el factor volumétrico del petróleo, B_o , en el término de la *rata de vaciamiento de petróleo*. La Ec. (4.10) puede convertirse en una equivalente empleando el factor volumétrico total o de dos fases agregando y sustrayendo el término $R_{si}B_o dN_p/dt$ a la ecuación y reagrupando en la forma indicada

$$\frac{dW_e}{dt} = [B_o + (R_{si} - R_s)B_o] \frac{dN_p}{dt} + (R - R_{si})B_o \frac{dN_p}{dt} + B_w \frac{dW_p}{dt}$$

y como $[B_o + (R_{si} - R_s)B_o]$ es el factor volumétrico total B_t ,

$$\frac{dW_e}{dt} = B_t \frac{dN_p}{dt} + (R - R_{si})B_o \frac{dN_p}{dt} + B_w \frac{dW_p}{dt} \quad (4.11)$$

Cuando dW_e/dt se obtenga en función de las *ratas de vaciamiento* a partir de las Ecs. (4.10) y (4.11), puede entonces encontrarse la *constante de intrusión k* a partir de la Ec. (4.8). Aunque la *constante de intrusión* puede sólo obtenerse en esta forma, es decir, cuando la *presión del yacimiento* se ha estabilizado, una vez determinada, puede aplicarse tanto a *yacimientos con presiones estabilizadas* como cuando varían las mismas.

La fig. (4.2) muestra la *historia de producción y presión del campo Conroe, Texas*, y la fig. (4.3) presenta gráficamente los *factores volumétricos total y del gas para los fluidos del yacimiento*. Durante el período de 33 a 39 meses después de comenzada la *producción*, la *presión del yacimiento* se estabilizó cerca de 2090 lpcr, siendo la *rata de producción* esencialmente constante en 44.100

INTRUSIÓN DE AGUA

209

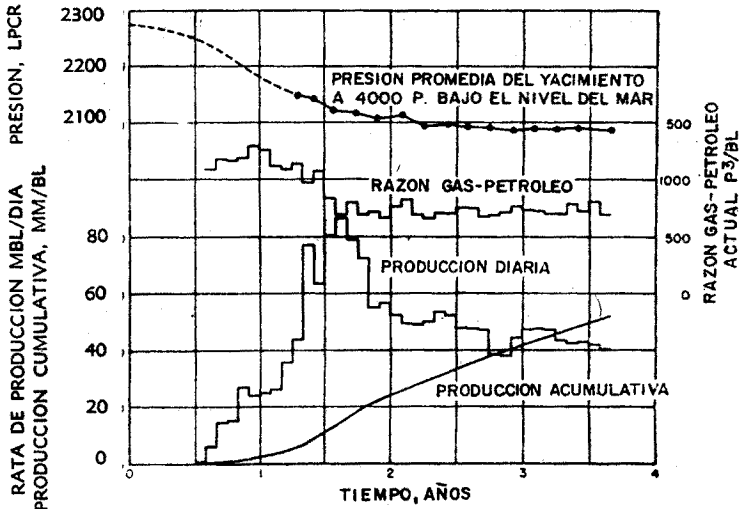


Fig. 4.2.—Datos de presión y producción para el campo Conroe. (Tomado de Schilthuis², Actas del AIME.)

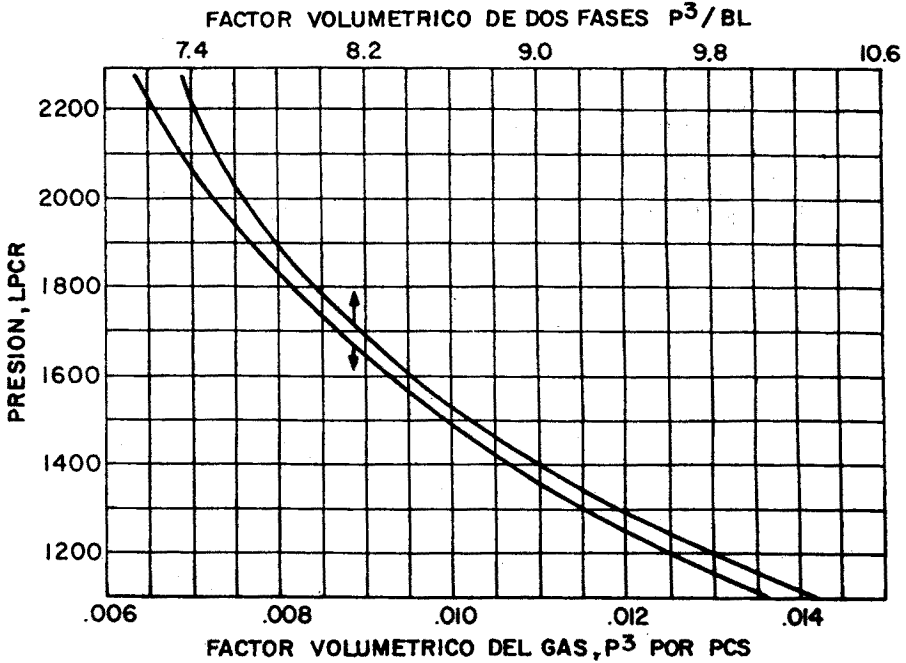


Fig. 4.3.—Razón de los factores volumétricos del gas y de dos fases con presión para el campo Conroe. (Tomado de Schilthuis², Actas del AIME.)

BF/día con una razón gas-petróleo constante de 825 PCS/BF. La producción de agua durante el período fue insignificante.

Ejemplo 4.2. Calcular la constante de intrusión de agua cuando la presión del yacimiento se estabiliza.

Datos:

Los datos de PVT para el fluido del campo Conroe, fig. 4.3

$$\begin{aligned} p_i &= 2275 \text{ lpcr} \\ p_s &= 2090 \text{ lpcr (presión estabilizada)} \\ B_i &= 7,520 \text{ p}^3/\text{BF a } 2090 \text{ lpcr} \\ B_o &= 0,00693 \text{ p}^3/\text{PCS a } 2090 \text{ lpcr} \\ R_{si} &= 600 \text{ PCS/BF (gas en solución inicial)} \\ R &= 825 \text{ PCS/BF, de los datos de producción} \\ dN_p/dt &= 44.100 \text{ BF/día, de los datos de producción} \\ dW_p/dt &= 0 \end{aligned}$$

Solución: La rata diaria de vaciamiento a 2090 lpcr, a partir de la Ec. (4.11) es,

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dt} &= 7,520 \times 44.100 + (825 - 600) \cdot 0,00693 \times 44.100 + 0 \\ &= 401.000 \text{ p}^3/\text{día} \end{aligned}$$

Esta debe ser igual a la rata de intrusión de agua a condiciones de presión estabilizada. Luego, empleando la Ec. (4.8),

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dt} &= \frac{dW_e}{dt} = 401.000 = k (2275 - 2090) \\ k &= 2170 \text{ p}^3/\text{día/lpc} \end{aligned}$$

El ejemplo 4.2 muestra el cálculo de la constante de intrusión de agua k para el campo Conroe a partir de datos obtenidos para este período con presión estabilizada. Si la presión se estabiliza y las ratas de producción no son razonablemente constantes, la intrusión de agua para el período de presión estabilizada puede obtenerse de los retiros totales de petróleo, gas y agua para el intervalo,

$$\Delta W_e = B_i \Delta N_p + (\Delta G_p - R_{si} \Delta N_p) B_g + B_w \Delta W_p$$

donde ΔG_p , ΔN_p y ΔW_p son el gas, petróleo y agua producidos du-

rante el período, en unidades a condiciones atmosféricas standard. La constante de intrusión se obtiene dividiendo ΔW_e por el producto del número de días en el intervalo por la caída de presión estabilizada ($p_i - p_s$),

$$k = \frac{\Delta W_e}{\Delta t(p_i - p_s)}$$

Una constante de intrusión de agua de 2170 p³/día/lpc significa que si la presión del yacimiento disminuye súbitamente de la presión inicial de 2275 lpcr a, por ejemplo, 2265 lpcr, o sea, $\Delta p = 10$ lpc, y se mantiene constante por 10 días, la intrusión de agua durante este período será

$$\Delta W_{e1} = 2170 \times 10 \times 10 = 217.000 \text{ p}^3$$

Si al final de los 10 días cae, por ejemplo, a 2255 lpcr, o sea, $\Delta p = 20$ lpc, y permanece constante por 20 días, la intrusión de agua durante este segundo período será

$$\Delta W_{e2} = 2170 \times 20 \times 20 = 868.000 \text{ p}^3$$

La intrusión de agua en el segundo período es cuatro veces mayor porque la rata de intrusión es dos veces mayor (pues la caída de presión es también dos veces mayor) y porque el intervalo es el doble. Por lo tanto, la intrusión acumulativa de agua al final de 30 días es

$$\begin{aligned} W_e &= k \int_0^{30} (p_i - p) dt = k \sum_0^{30} (p_i - p) \Delta t \\ &= 2170[(2275 - 2265) \times 10 + (2275 - 2255) \times 20] \\ &= 1.085.000 \text{ p}^3 \end{aligned}$$

Debe observarse que en la fig. 4.4 la integral $\int_0^t (p_i - p) dt$ representa el área bajo la curva de caída de presión, ($p_i - p$), como función del tiempo, o, en otras palabras, representa el área por encima de la curva de presión como función de tiempo. Las áreas pueden encontrarse por integración gráfica representada por

$$\begin{aligned} \text{Area} &= \frac{(p_i - p_1)}{2} (t_1 - t_i) + \frac{(p_i - p_1) + (p_i - p_2)}{2} (t_2 - t_1) \\ &+ \frac{(p_i - p_2) + (p_i - p_3)}{2} (t_3 - t_2) + \text{etc.} \end{aligned}$$

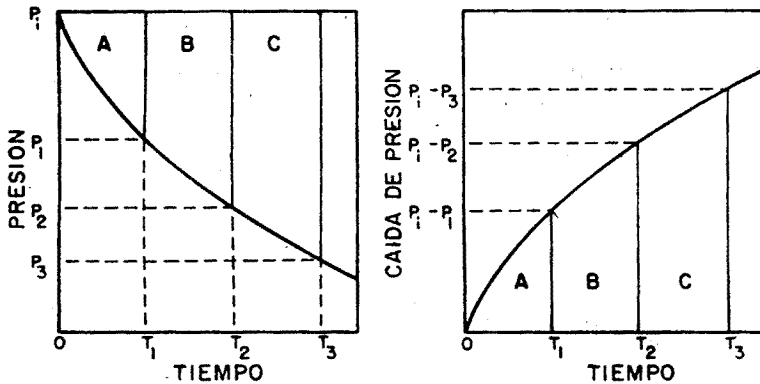


FIG. 4.4.—Gráfico de presión y caída de presión como función de tiempo.

La figura 4.5 muestra la historia de la caída de presión del campo Conroe durante los treinta y ocho primeros meses de producción. Como no se disponía de presiones promedias durante los primeros catorce meses, se asumió una disminución lineal de presión para este período. El ejemplo 4.3 muestra el cálculo de la intrusión cumulativa de agua, empleando la figura 4.5 para obtener el área debajo de la curva de caída de presión y la constante de intrusión de agua,

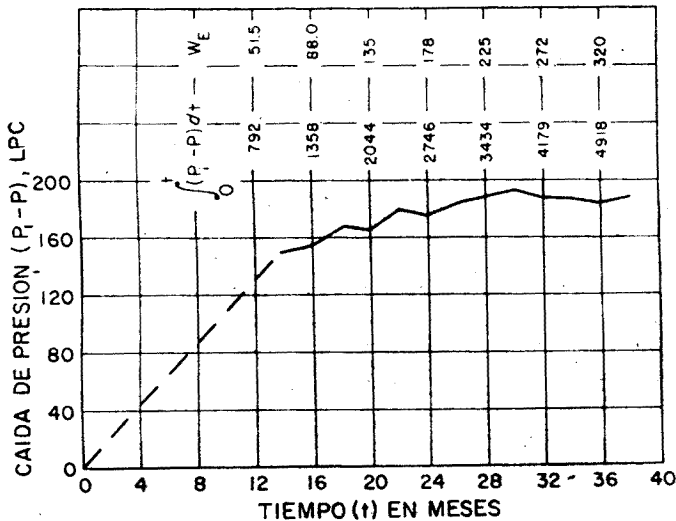


FIG. 4.5.—Cálculo de la cantidad de agua intuida en el campo Conroe. (Tomado de Schilthuis², Actas del AIME.)

2170 p³/día/lpc, calculada en el ejemplo 4.2. El área puede hallarse por integración numérica o por medición con un planímetro. Debe también observarse que aunque la constante de intrusión de agua se puede calcular solamente durante el período de presión estabilizada, se empleó para calcular la intrusión acumulativa de agua antes de que la presión se estabilizara. Análogamente, la constante puede usarse para calcular la intrusión total de agua y la rata de intrusión de agua de períodos futuros, durante los cuales la presión puede aumentar o disminuir debido a cambios en la rata de producción del campo. Esto, naturalmente, presupone que la constante de intrusión de agua k no disminuye y que la presión en el acuífero permanece constante en p_i .

Ya que se ha encontrado un método para calcular la intrusión de agua en el campo Conroe, sólo faltaría obtener un valor fidedigno de la razón m , con el fin de emplear la Ec. (4.4) para calcular el petróleo inicial "in situ" a intervalos sucesivos de producción. La razón m puede calcularse a partir de los volúmenes netos iniciales de roca de yacimiento disponibles para gas y petróleo, respectivamente, asumiendo que las saturaciones de agua innata en las zonas de gas y petróleo sean iguales.

$$m = \frac{181.225 \text{ ac-p de gas}}{810.000 \text{ ac-p de petróleo}} = 0,224$$

Ejemplo 4.3. Calcular la intrusión acumulativa de agua a partir de la historia de producción y de la constante de intrusión.

Datos:

Constante de intrusión de agua para el campo Conroe = 2170 p³/día/lpc.

Historia de presión para el campo Conroe, figura 4.5.

Solución: Al final de veinte meses

$$\begin{aligned} W_e &= 2170 \int_0^{20} (p_i - p) dt = 2170 \sum_0^{20} \Delta p \times \Delta t \\ &= 2170 \left[\left(\frac{154}{2} \right) \times 14 + \left(\frac{154 \times 156}{2} \right) \times 2 + \left(\frac{156 + 168}{2} \right) \times 2 + \right. \\ &\quad \left. + \left(\frac{168 + 164}{2} \right) \times 2 \right] \times 30,4 \\ &= 2170 \times 2044 \times 30,4 = 135,0 \text{ MM p}^3 \end{aligned}$$

2044 es el área por debajo de la curva en lpc-meses y se empleó un valor promedio de 30,4 días por mes para convertir el área a lpc-días.

Otra solución:

* Área por debajo de la curva de caída de presión (medida con planímetro)=3,194 pl².

* Constante del planímetro=640 lpc-meses/pl².

$$\text{Área}=3,194 \times 640=2044 \text{ lpc-mes}$$

$$W_e=2170 \times 2044 \times 30,4=135,0 \text{ MM p}^3.$$

* Observación: Escala del gráfico original=1/2 pulgada por división.

La tabla 4.2 muestra el cálculo del petróleo inicial a tres períodos empleando la Ec. (4.4). Esta presentación en forma tabular es común en muchos cálculos de ingeniería de yacimientos porque permite estandarizar y resumir cálculos que no van a revisarse ni a repetirse por intervalos de meses o aun años. Su presentación también permite a un ingeniero nuevo encargarse del trabajo de su antecesor en un mínimo de tiempo y estudio. La presentación tabular también tiene la ventaja de permitir valorar rápidamente las partes que entran en el cálculo, muchas de las cuales son significativas por sí solas. Los factores más importantes pueden distinguirse rápidamente de los menos importantes, y las tendencias en algunas de las partes componentes a menudo facilitan un entendimiento más a fondo del comportamiento del yacimiento. Por ejemplo, los valores de la línea 11 en la tabla 4.2 muestran la expansión de la capa de gas del campo Conroe a medida que la presión disminuye. La línea 17 muestra los valores del petróleo inicial "in situ" calculados a tres intervalos de producción. Estos valores y otros calculados en otras partes se dibujan como función de la producción acumulativa en la figura 4.6. Esta figura también incluye la recuperación a cada período, expresada como porcentaje del petróleo acumulativo con respecto al petróleo inicial "in situ". Los valores crecientes del petróleo inicial durante las primeras etapas de producción pueden explicarse por algunas limitaciones discutidas en la sec. 3, en particular la presión promedio del yacimiento. Los valores menores de la presión promedio del yacimiento en la parte desarrollada y más permeable del yacimiento hacen que los valores del petróleo inicial sean bajos por la influencia de los factores volumétricos del gas y del petróleo. La figura 4.6 indica que el yacimiento contiene aproximadamente 600 MM BF de petróleo inicial y que valores fidedignos del petróleo inicial no se obtienen sino hasta que se produce aproximadamente 5 por ciento del petróleo del yacimiento. Este no es un valor universal, ya que depende de

TABLA 4.2. Cálculos de la intrusión de agua o cantidad de petróleo en el yacimiento a partir de la ecuación de balance de materiales para yacimientos de petróleo por debajo de la presión del punto de burbujeo.

Para el campo Conroe: $B_{ti}=7,37 \text{ p}^3/\text{BF}$ $B_{oi}=0,00637 \text{ p}^3/\text{BF}$ (14,4 lpca y 60 °F)									
$m=\frac{181.225 \text{ ac-p}}{810.000 \text{ ac-p}}=0,224$									
$mB_{ti}/B_{oi}=259 \text{ PCS/BF}$ $R_{ti}=600 \text{ PCS/BF}$									
N.º	Cantidad	Unidades	Meses después de comenzada la producción						
			12	18	24	30	36		
1	N_p	MM BF	9,070	22,34	32,03	40,18	48,24		
2	R_p	PCS/BF	1630	1180	1070	1025	995		
3	p	lpca	2143	2108	2098	2087	2091		
4	B_o	p^3/PCS	0,00676	0,00687	0,00691	0,00694	0,00693		
5	B_t	p^3/BF	7,46	7,51	7,51	7,53	7,52		
6	$N_p R_p$	MM PCS	14,800		34,400		48,100		
7	$R_p - R_{oi}$	PCS/BF	1030		470		395		
8	$(R_p - R_{oi})B_o$	p^3/BF	6,95		3,24		2,74		
9	$(5) + (8)$	p^3/BF	14,41		10,75		10,26		
10	$B_o - B_{oi}$	p^3/PCS	0,00039		0,00054		0,00056		
11	$(10) \times (mB_{ti}/B_{oi})$	p^3/BF	0,101		0,137		0,145		
12	$B_t - B_{oi}$	p^3/BF	0,09		0,14		0,15		
13	$(11) + (12)$	p^3/BF	0,191		0,277		0,295		
14	$(1) \times (9)$	MM p^3	131		345		495		
15	$W_e - W_p$	MM p^3	51,5		178		320		
16	$(14) - (15)$	MM p^3	79,5		167		175		
17	$N=(16)/(13)$	MM BF	415		602		594		
18	DDI	Fracción	0,285		0,244		0,180		
19	SDI	Fracción	0,320		0,239		0,174		
20	WDI	Fracción	0,395		0,516		0,646		

cierto número de factores, particularmente el grado de disminución de la presión.

En el estudio de yacimientos, como el del campo Conroe, que producen simultáneamente por los tres mecanismos principales, o sea: empuje por depleción, empuje por capa de gas y empuje hidrostático, es de interés práctico determinar la magnitud relativa en que contribuyen a la producción cada uno de estos mecanismos. Pirson⁶ cambió la forma de presentación de la Ec. (4.4) en la forma indicada

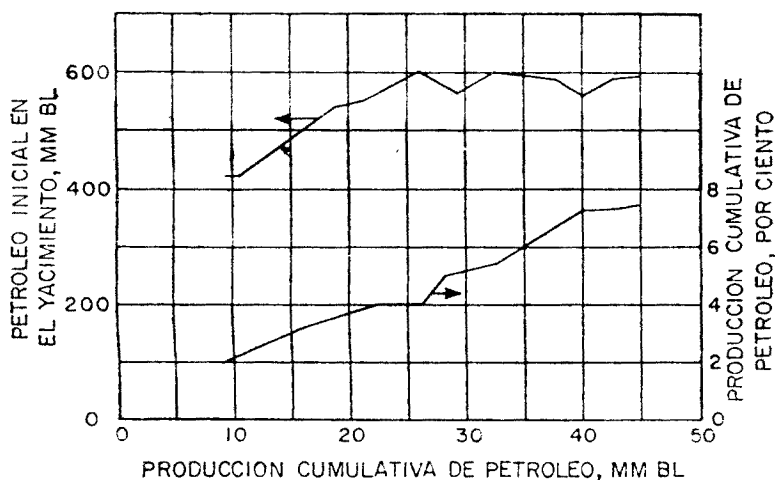


FIG. 4.6.—Petróleo inicial en el yacimiento y producción acumulada de petróleo en porcentaje como función de producción acumulada de petróleo. (Tomado de Schilthuis², Actas del AIME.)

en la Ec. (4.12) para obtener tres fracciones, cuya suma es la unidad, y que denominó Índice de Desplazamiento de Depleción (IDD, inglés: DDI), Índice de Desplazamiento de Segregación (capa de gas) (IDS, inglés: SDI) e Índice de Desplazamiento de Empuje Hidrostático (IDH, inglés: WDI).

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} \quad (4.4)$$

Multiplicando en cruz y transponiendo $(W_e - B_w W_p)$,

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (W_e - B_w W_p) = N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g]$$

Dividiendo todos los términos por el término derecho de la ecuación,

$$\frac{N(B_i - B_{ii})}{N_p[B_i + (R_p - R_{pi})B_o]} + \frac{\frac{NmB_{ii}}{B_{oi}}(B_o - B_{oi})}{N_p[B_i + (R_p - R_{pi})B_o]} + \frac{(W_e - B_w W_p)}{N_p[B_i + (R_p - R_{pi})B_o]} = 1 \quad (4.12)$$

Los numeradores de estas tres fracciones representan: la expansión de la zona de petróleo inicial, la expansión de la capa inicial de gas y la intrusión neta de agua, respectivamente. El denominador común es el volumen en el yacimiento de las producciones acumulativas de gas y petróleo expresadas a la presión menor, y, lógicamente, son iguales a la suma de las expansiones de las zonas de gas y petróleo y la intrusión neta de agua. En función de las abreviaciones anteriores, se tiene

$$IDD + IDS + IDH = 1$$

Para el campo Conroe se calcularon los índices de desplazamiento (o empuje) a 1, 2 y 3 años después de comenzada la producción, y se incluyen en las líneas 18, 19 y 20 de la tabla 4.2. Por ejemplo, al final de 12 meses, el petróleo inicial "in situ" calculado es 415 MM BF, y el valor de $N_p[B_i + (R_p - R_{pi})B_o]$ encontrado en la línea 14 es 131 MM p³. Luego,

$$\begin{aligned} IDD &= \frac{415 \times 10^6 (7,46 - 7,37)}{131 \times 10^6} = 0,285 \\ IDS &= \frac{\frac{415 \times 10^6 \times 0,224 \times 7,37}{0,00637} (0,00676 - 0,00637)}{131 \times 10^6} = 0,320 \\ IDH &= \frac{51,5 \times 10^6}{131 \times 10^6} = 0,395 \end{aligned}$$

Estos valores indican que durante los primeros 12 meses, 39,5 por ciento de la producción fue por empuje hidrostático; 32,0 por ciento, por dilatación de la capa de gas, y 28,5 por ciento, por empuje por depleción. Al final de los 36 meses, como la presión se había estabilizado, el mecanismo *en curso* es esencialmente 100 por ciento por empuje hidrostático, y el mecanismo *cumulativo* aumentó a 64,5 por ciento por empuje hidrostático. En caso de obtenerse los valores de recuperación por cada uno de los tres mecanismos, puede calcularse la recuperación total empleando los índices de desplazamiento. Un

aumento en los índices de desplazamiento de depleción y de desplazamiento de la capa de gas se reflejaría en la disminución de la presión y aumento en las razones gas-petróleo, y puede indicar la necesidad de un programa de inyección de agua para suplementar la intrusión natural de agua y desviar el mecanismo de recuperación a un mayor empuje hidrostático.

El valor de la constante de intrusión de agua, 2170 p³/día/lpc, para el campo Conroe, es significativo sólo en relación con la rata de producción. A las ratas de producción existentes durante los primeros 36 meses, el empuje hidrostático estaba en vigor. Sin embargo, si la rata de producción hubiese sido mucho mayor, la eficiencia del empuje hidrostático hubiese sido menor. En base a que las ratas de producción de los campos son proporcionales a los volúmenes totales de roca de sus zonas de petróleo, Elliott⁷ introdujo un factor *K* por medio del cual puede evaluarse la importancia o actividad relativa de los empujes hidrostáticos. *K* es la razón de la constante de intrusión de agua *k* expresada en barriles por mes por lpc, al volumen total de roca de la zona de petróleo inicial en acres-pies. Para el campo Conroe,

$$K = \frac{2170 \text{ p}^3/\text{día/lpc} \times 30,4 \text{ día/mes}}{5,615 \text{ p}^3/\text{bl} \times 810.000 \text{ ac-p}} \\ = 0,0145 \text{ bl/mes/lpc/ac-p}$$

TABLA 4.3. Factores de intrusión de agua
(Tomado de Elliott⁷)

<i>Campo</i>	<i>k</i> , bl/mes/lpc	<i>K</i> , bl/mes/lpc/ac-p
Schuler	1.350	0,0860
Magnolia	1.130	0,0021
Buckner	126	0,0036
East Watchorn	364	0,0107
Ramsey	396	0,0300
Turkey Creek	235	0,0426
Conroe	11.750	0,0145

La tabla 4.3 incluye los valores de este factor calculados por Elliott para cierto número de campos. Se conocía de antemano que el campo Ramsey y todos los que tenían factores mayores de 0,03 tenían empujes hidrostáticos activos, mientras que los otros tres tenían empujes hidrostáticos deficientes o limitados. Por tanto, puede decirse en términos generales que el campo Conroe tiene un empuje hidrostático aceptable, es decir, más o menos activo.

5. USO DEL MÉTODO DE LOS MÍNIMOS CUADRADOS PARA EXPRESAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

En el cálculo del petróleo inicial "in situ" del campo Conroe después de 24 meses (ver tabla 4.2) el denominador de la ecuación de balance de materiales, Ec. (4.4), es

$$(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})$$

$$(7,51 - 7,37) + 259 (0,00691 - 0,00637)$$

$$0,14 + 0,139$$

La diferencia $(B_g - B_{gi})$ es 0,00054, de manera que un error de 0,00005 en la lectura del valor de B_g o B_{gi} de un gráfico como el de la figura 4.3, introduce un error de 10 por ciento en el segundo término del denominador. Como el segundo término es aproximadamente la mitad del denominador, el mismo error introduce 5 por ciento de error en el cálculo de N . Similares observaciones se aplican al factor volumétrico bifásico o total, estudiado por separado en la sec. 9. Debe tenerse en cuenta que todos los balances de materiales en yacimientos de gas, yacimientos de petróleo o en yacimientos de gas y de petróleo, contienen uno o ambos términos $(B_g - B_{gi})$ y $(B_t - B_{ti})$. Por tanto, cuando la disminución de la presión no es muy grande o cuando se desea mantener los cálculos dentro de determinados límites permisibles de precisión, debe recurrirse a métodos que permitan obtener valores de los factores volumétricos del gas y del petróleo con la exactitud requerida. Con este fin, pueden construirse gráficos de estos factores en hojas grandes de papel cuadriculado, o puede emplearse el método ilustrado en la fig. 3.13 y tabla 3.6 para uniformar los factores volumétricos de petróleo por encima del punto de burbujeo. Otro método comúnmente empleado para representar datos con variaciones estadísticas es el método de los mínimos cuadrados, empleado por van Everdingen, Timmerman y McMahon⁸ y descrito por Nielsen⁹. En un intervalo limitado de presión, por ejemplo, de pocos a varios cientos de libras por pulgada cuadrada, el factor volumétrico del gas, B_g , puede representarse aproximadamente en función de la presión por un polinomio de segundo grado en la siguiente forma:

$$B_g = a + bp + cp^2 \quad (4.13)$$

Para n grupos de valores de B_g y de presión, pueden usarse las siguientes *ecuaciones normales* deducidas de la teoría de los mínimos

cuadrados, para encontrar los valores de las constantes a , b y c , obteniéndose la mejor forma de la Ec. (4.13) para representar los datos,

$$\begin{aligned}\Sigma B_g &= na + b \Sigma p + c \Sigma p^2 \\ \Sigma p B_g &= a \Sigma p + b \Sigma p^2 + c \Sigma p^3 \\ \Sigma p^2 B_g &= a \Sigma p^2 + b \Sigma p^3 + c \Sigma p^4\end{aligned}\quad (4.14)$$

donde

$$\begin{aligned}\Sigma B_g &= B_{g1} + B_{g2} + B_{g3} + \dots + B_{gn} \\ \Sigma p &= p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n \\ \Sigma p B_g &= p_1 B_{g1} + p_2 B_{g2} + p_3 B_{g3} + \dots + p_n B_{gn}\end{aligned}$$

La tabla 4.4 muestra en forma tabular los cálculos empleados en la determinación de las diferentes sumas de las Ecs. (4.14) para determinar las constantes a , b y c , con el fin de representar el factor volumétrico del gas y datos de presión de las columnas 1 y 2. Ya que $n=5$, las Ecs. (4.14) pueden escribirse en la siguiente forma:

$$\begin{aligned}946,8 &= 5a + 15.830b + 50.412.900c \\ 3.012.354 &= 15.830a + 50.412.900b + 161.459.567.000c \\ 9.638.923.000 &= 50.412.900a + 161.459.567.000b + 519.929.494.000.000c\end{aligned}$$

Resolviendo simultáneamente estas ecuaciones, se tiene

$$a = -11,3628; \quad b = 0,0771161; \quad y \quad c = -0,0000043072$$

Luego para los datos de la tabla 4.4, la Ec. (4.13) puede escribirse

$$B_g = -11,3628 + 0,0771161 p - 0,0000043072 p^2 \quad (4.15)$$

TABLA 4.4. Cálculo de los factores volumétricos del gas del campo Rockwell por el método de mínimos cuadrados

(1) p lpca	(2) B_g PCS/ p^2	(3) $p B_g$	(4) $p^2 B_g \times 10^{-4}$	(5) p^2	(6) $p^3 \times 10^{-4}$	(7) $p^4 \times 10^{-4}$	(8) B_g de la Ec. (4.15)
3480	204,8	712.704	2.480.210	12.110.400	42.144.192	146.661.788	204,84
3350	198,6	665.310	2.228.789	11.222.500	37.595.375	125.944.506	198,64
3200	191,4	612.480	1.959.936	10.240.000	32.768.000	104.857.600	191,30
3000	181,3	543.900	1.631.700	9.000.000	27.000.000	81.000.000	181,22
2800	170,7	477.960	1.338.288	7.840.000	21.952.000	61.465.000	170,79
15.830	946,8	3.012.354	9.638.923	50.412.900	161.459.567	519.929.494	—

La columna (8) de la tabla 4.4 presenta valores uniformes de B_g calculados con la ecuación anterior para el polinomio de segundo grado

USO DEL MÉTODO DE LOS MÍNIMOS CUADRADOS

221

TABLA 4.5. Valores numéricos de los elementos de polinomios de 1, 2, 3, 4 y 5 grados, respectivamente

(Tomado de Rachford y Schultz¹⁰, Actas del AIME)

$x =$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
I						
x^0	0,31818182	0,27272727	0,22727273	0,18181818	0,13636364	0,09090909
x^1	-0,45454545	-0,36363636	-0,27272727	-0,18181818	-0,09090909	0
II						
x^0	0,58041958	0,37762238	0,20979021	0,07692308	-0,02097902	-0,08391608
x^1	-2,20279720	-1,06293706	-0,15617715	0,51748252	0,95804196	1,16550117
x^2	1,74825175	0,69930070	-0,11655012	-0,69930070	-1,04895105	-1,16550117
III						
x^0	0,790210	0,335664	0,055944	-0,083916	-0,118881	-0,083916
x^1	-5,536131	-0,396270	2,288267	3,073038	2,513598	1,165501
x^2	10,489510	-1,048951	-6,526806	-7,400932	-5,128205	-1,165501
x^3	-5,827506	1,165501	4,273504	4,467754	2,719503	0
IV						
x^0	0,916088	0,209791	-0,069930	-0,104896	-0,034965	0,041956
x^1	-9,906823	3,974339	6,658913	3,801495	-0,400146	-3,205116
x^2	32,342712	-22,902078	-28,379969	-11,043142	9,440552	20,687627
x^3	-40,792541	36,130538	39,238541	10,295260	-20,590523	-34,965031
x^4	17,482518	-17,482518	-17,482518	-2,913752	11,655012	17,482518
V						
x^0	0,973771	0,094415	-0,089159	-0,027978	0,041952	0,041952
x^1	-14,428829	13,018550	8,166224	-2,228024	-6,429619	-3,205087
x^2	69,600090	-97,416930	-40,799092	38,633413	59,117073	20,687646
x^3	-145,75444	246,05414	74,225850	-129,65370	-160,53948	-34,965035
x^4	137,66779	-257,85294	-57,544256	157,33315	171,90190	17,482476
x^5	-48,074109	96,148218	16,024703	-64,098812	-64,098812	0
$x =$	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
I						
x^0	0,04545455	0	-0,04545455	-0,09090909	-0,13636364	
x^1	0,09090909	0,18181818	0,27272727	0,36363636	0,45454545	
II						
x^0	-0,11188811	-0,10489510	-0,06293706	0,01398602	0,12587413	
x^1	1,13986014	0,88111888	0,38927739	-0,33566434	-1,29370630	
x^2	-1,04895105	-0,69930070	-0,11655012	0,69930070	1,74825175	
III						
x^0	-0,013986	0,055944	0,090909	0,055944	-0,083916	
x^1	-0,415695	-1,674437	-2,055167	-1,002331	2,039627	
x^2	3,030303	-4,467754	6,293706	2,447552	-6,993007	
x^3	-2,719503	6,002331	-4,273504	-1,165501	5,827506	
IV						
x^0	0,069930	0,034965	-0,034965	-0,069930	0,041956	
x^1	-3,329441	-0,945999	2,315465	3,368307	-2,330994	
x^2	17,599063	2,360142	-15,559437	-19,405598	14,860128	
x^3	-26,029529	1,359748	30,691527	33,799532	-29,137522	
x^4	11,655012	-2,913752	-17,482518	-17,482518	17,482518	
V						
x^0	-0,006987	-0,041952	-0,015730	0,045446	-0,015730	
x^1	2,700070	5,083487	0,808051	-5,675974	2,191151	
x^2	-32,077492	-47,316429	-3,140214	55,109307	-22,397372	
x^3	113,91956	141,30869	-4,296017	-176,12417	75,824619	
x^4	-148,59201	-163,16058	22,579454	222,88802	-102,70301	
x^5	64,098812	-16,024703	64,098812	-96,148218	48,074109	

que mejor representa los datos de laboratorio del gas del campo Rockwell.

Rachford y Schultz¹⁰ presentan un método para encontrar las constantes de polinomios del primero al quinto grado. Los polinomios pueden usarse para representar datos del factor volumétrico del gas como función de presión. La tabla 4.5 presenta los valores de las constantes o elementos empleados para encontrar los coeficientes de los polinomios. Su uso se ilustra empleando de nuevo los datos del campo Rockwell, tabla 4.4. El intervalo de la variable independiente, en este caso, entre una presión de 2800 y 3480 lpca, se divide en 10 partes iguales en tal forma que cero representa el valor menor y 1,0 el valor mayor, como lo indica la fig. 4.7. Los datos disponibles,

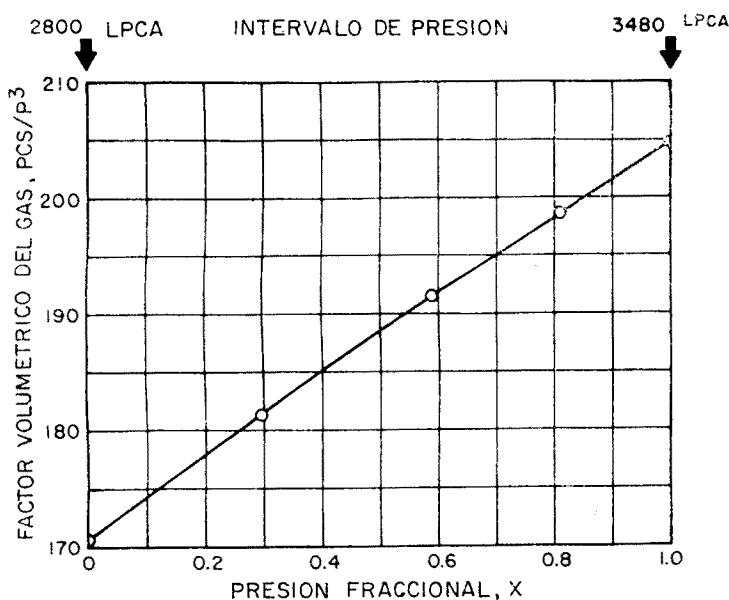


FIG. 4.7.—Factor volumétrico del gas en función de presión fraccional para el campo Rockwell.

en este caso cinco valores de B_g , se dibujan como función de la presión fraccional en una escala tal que permita leer los valores de B_g con la precisión requerida. Por ejemplo, la presión fraccional p_f correspondiente a la segunda presión, 3000 lpca, para la cual B_g es 181,3 (tabla 4.4), es

$$p_f = \frac{3000 - 2800}{3480 - 2800} = \frac{200}{680} = 0,294$$

El valor de $B_g=181,3$ representado en la figura 4.7 corresponde a $x=0,294$. Los demás valores se representan en forma similar y se traza una curva uniforme a través de los puntos dados, figura 4.7, de donde se leen los valores de B_g a incrementos de presión fraccional de un décimo. Los valores de p_i y B_g —leídos de la figura 4.7—aparecen en las cols. (2) y (3) de la tabla 4.6. Si los datos se quieren representar por un polinomio de segundo grado, se toman las constantes x^0 , x^1 y x^2 de la sec. II de la tabla 4.5. Tales constantes aparecen en las cols. (4), (6) y (8), respectivamente, de la tabla 4.6. El producto de estas constantes y los valores de la col. (3) se entran en las cols. (5), (7) y (9), respectivamente. Los totales de las cols. (5), (7) y (9) son los coeficientes del polinomio

$$B_g = a + bp_i + cp_i^2,$$

donde p_i es la presión fraccional dada por

$$p_i = \frac{p - 2800}{3480 - 2800} = \frac{p - 2800}{680}$$

Luego

$$B_g = 170,682 + 36,942 \left(\frac{p - 2800}{680} \right) - 2,879 \left(\frac{p - 2800}{680} \right)^2$$

Desarrollando y combinando los términos, se obtiene:

$$B_g = 0,089193 \, p - 30,245 - 0,0000062262 \, p^2 \quad (4.16)$$

La col. (10) muestra el valor de B_g calculado para cada uno de los once puntos de la tabla 4.6, empleando la Ec. (4.16). Para comparación, la col. (11) muestra los valores de B_g calculados con la Ec. (4.15). Aunque la diferencia entre los coeficientes a , b y c es grande para ambos métodos, la diferencia entre los resultados es pequeña. Las Ecs. (4.15) y (4.16) son ambas adecuadas para presentar los datos por un polinomio.

6. LIBERACIONES DIFERENCIAL E INSTANTÁNEA DE GAS

Para petróleos crudos pesados cuyos gases en solución consisten casi en su totalidad de metano y etano, la manera de separación no tiene mucha importancia; sin embargo, para petróleos crudos livianos y gases pesados, o sea, para fluidos de yacimiento con altas proporciones de hidrocarburos *intermedios* (principalmente propano, butanos y pentanos), la manera de separación crea interrogantes impor-

TABLA 4.6. Cálculo de coeficientes del polinomio de B_z para el campo de gas Rockwell

(1) p lpca	(2) p_f	(3) B_g^* PCS/ p^3	(4) x^0	(5) $B_g x^0$	(6) x^1
2800	0	170,7	0,5804 1958	99,077 622 306	-2,202 797 20
2868	0,1	174,3	0,3776 2238	65,819 580 834	-1,062 937 06
2936	0,2	177,9	0,2097 9021	37,321 678 359	-0,156 177 15
3004	0,3	181,6	0,0769 2308	13,969 231 328	0,517 482 52
3072	0,4	185,0	-0,0209 7902	-3,881 118 700	0,958 041 96
3140	0,5	188,5	-0,0839 1608	-15,818 181 080	1,165 501 17
3208	0,6	191,8	-0,1118 8811	-21,460 139 498	1,139 860 14
3276	0,7	195,1	-0,1048 9510	-20,465 034 010	0,881 118 88
3344	0,8	198,3	-0,0629 3706	-12,480 418 998	0,389 277 39
3412	0,9	201,6	0,0139 8602	2,819 581 632	-0,335 664 34
3480	1,0	204,8	0,1258 7413	25,779 021 824	-1,293 706 30

* Obtenido de la curva de la fig. 4.7 $a=170,681\ 823\ 997$

(7) $B_g x^1$	(8) x^2	(9) $B_g x^2$	(10) B_g calculado Ec. (4.15) PCS/ p^3	(11) B_g calculado Ec. (4.14) PCS/ p^3
-376,017 482	1,748 251 75	298,426 574	170,68	170,79
-185,269 930	0,699 300 70	121,888 112	174,35	174,38
-27,783 915	-0,116 550 12	-20,734 266	177,96	177,92
93,974 826	-0,699 300 70	-126,993 007	181,51	181,43
177,237 763	-1,048 951 05	-194,055 944	185,00	184,89
219,696 971	-1,165 501 17	-219,696 971	188,43	188,32
218,625 175	-1,048 951 05	-201,188 811	191,81	191,70
171,906 293	-0,699 300 70	-136,433 567	195,13	195,04
77,193 706	-0,116 550 12	-23,111 889	198,39	198,35
-67,669 931	0,669 300 70	140,979 021	201,60	201,61
-264,951 050	1,748 251 75	358,041 985	204,75	204,84
$b= 36,942\ 426$		$c= -2,878\ 790$		

tantes, algunos de los cuales no han podido responderse con total satisfacción. La razón de la dificultad reside principalmente en los hidrocarburos intermedios que son, en términos relativos, intermedios entre verdaderos gases y verdaderos líquidos. Por consiguiente, los petróleos crudos livianos y gases pesados se dividen en las fases líquida y gaseosa en proporciones que son afectadas por la forma de

separación. Puede explicarse esta situación con referencia a dos procesos isotérmicos bien definidos de liberación de gas comúnmente empleados en el laboratorio en estudios de PVT: 1) el proceso de liberación *instantánea*, donde todo el gas desprendido durante una reducción en la presión permanece en contacto, y posiblemente en equilibrio, con la fase líquida de donde se desprende, y 2) el proceso de liberación *diferencial*, donde ocurre lo contrario, es decir, el gas desprendido durante una reducción en presión se remueve del contacto con la fase líquida, tan pronto como se libera. La figura 4.8

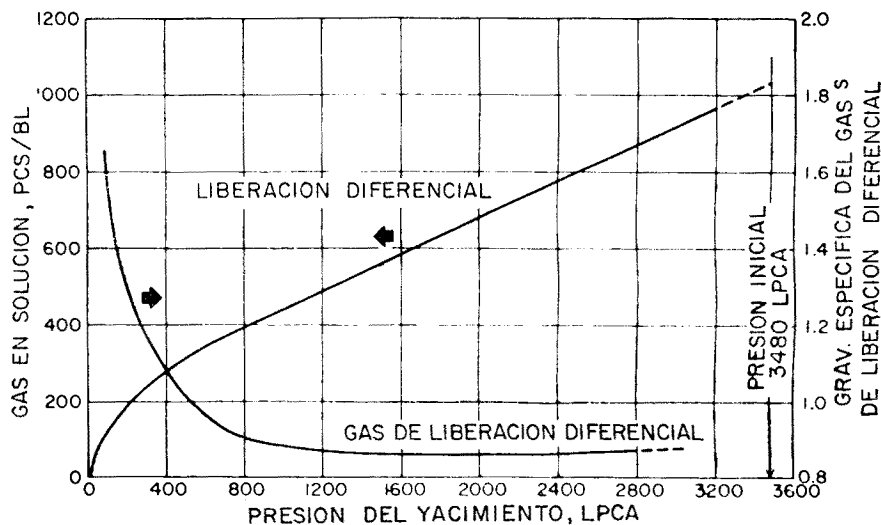


FIG. 4.8.—Solubilidad y gravedad específica del gas obtenido por el proceso de liberación diferencial con una muestra de fluido de fondo del campo Magnolia, Arkansas. (Tomado de Carpenter, Schroeder y Cook¹¹, U. S. Bureau of Mines.)

muestra la variación de gas en solución y la gravedad específica del gas liberado como función de presión para un proceso de liberación diferencial. Ya que la gravedad específica del gas tiene un valor relativamente constante hasta cerca de 800 lpca, puede suponerse que por el proceso instantáneo, hasta es misma presión—800 lpca—y a la misma temperatura, se hubiera desprendido una cantidad similar de gas. Por debajo de 800 lpca la vaporización de los hidrocarburos intermedios comienza a ser considerable para el fluido de la figura 4.8. En petróleos crudos más volátiles, la vaporización comenzará a presiones mayores, y viceversa. La vaporización se nota por el aumento en la gravedad del gas y por la creciente rata de libe-

ración del gas indicada a su vez por el aumento en la pendiente dR_s/dp . Si todo el gas liberado, por ejemplo hasta 400 lpca, permanece en contacto con la fase líquida, como en el proceso instantáneo, se liberará mayor cantidad de gas porque los hidrocarburos intermedios en la fase líquida se vaporizan en el espacio gaseoso en contacto con el líquido hasta alcanzar equilibrio. Como en el proceso diferencial el gas se remueve tan pronto se desprende del líquido, la vaporización de los hidrocarburos intermedios es menor. La liberación de gas en solución a bajas presiones por el proceso instantáneo, a la misma temperatura, es acelerada aún más ya que la pérdida mayor de hidrocarburos intermedios reduce la solubilidad del gas. En algunos procesos de liberación instantánea la temperatura se reduce a determinada presión durante la operación, mientras que liberaciones diferenciales se hacen generalmente a la temperatura del yacimiento. Debido al aumento en la solubilidad del gas y a la baja volatilidad de los hidrocarburos intermedios a bajas temperaturas, la cantidad de gas liberado por el proceso instantáneo es menor a bajas temperaturas, y por lo general es menor que la cantidad liberada por el proceso diferencial a la temperatura del yacimiento.

La tabla 4.7 presenta los datos de PVT de un estudio de laboratorio obtenidos con una muestra de fluido de yacimiento a la temperatura del mismo, 220 °F. Los volúmenes de la col. (2) son el resultado del proceso de liberación instantánea de gas y con éstos se ha construido el gráfico presentado en la fig. 4.9. Por debajo de la presión del punto de burbujeo, 2695 lpca, los volúmenes incluyen el volumen de gas liberado, y son, por consiguiente, factores volumétricos bifásicos o totales. Ya que el petróleo residual a condiciones standard depende de la presión, temperatura y de las etapas de separación por las cuales el gas es liberado a presiones bajas, los volúmenes se presentan, relacionados al volumen a la presión del punto de burbujeo, V_b . Para relacionar los volúmenes del petróleo a condiciones del yacimiento a los volúmenes de petróleo a condiciones atmosféricas normales, se realizan pruebas adicionales con otras muestras de fluido empleando separadores pequeños contruidos a escala. Tales separadores operan en el intervalo de presiones y temperaturas empleadas corrientemente en el campo en la separación de gas y petróleo. La tabla 4.8 muestra los resultados de cuatro pruebas de laboratorio llevadas a cabo a presiones del separador de 0, 50, 100 y 200 lpcr, y a temperaturas del separador de 74 a 77 °F. Las temperaturas son menores para las presiones menores del separador debido al mayor efecto de enfriamiento por la expansión de gas y a la mayor vaporización de los componentes de hidrocarburos intermedios a las bajas presiones. En la prueba a una presión de 100 lpcr y temperatura de 76 °F (tabla 4.8) resultó una

TABLA 4.7. Datos de PVT de una muestra de fluido de un yacimiento
(Tomado de Kennerly, cortesía de Core Laboratories, Inc.)

Presión, lpcr	Liberación instantánea a 220 °F, factor volumétrico relativo del petróleo y gas, V/V_r	Liberación diferencial a 220 °F		
		Razón gas liberado - petróleo, PCS/bl de petróleo residual	Razón gas en solución - petróleo, PCS/bl de petróleo residual	Factor volumétrico relativo del petróleo, V/V_r
5000	0,9739			1,355
4700	0,9768			1,359
4400	0,9799			1,363
4100	0,9829			1,367
3800	0,9862			1,372
3600	0,9886			1,375
3400	0,9909			1,378
3200	0,9934			1,382
3000	0,9960			1,385
2900	0,9972			1,387
2800	0,9985			1,389
2695	1,0000	0	638	1,391
2663	1,0038			
2607	1,0101			
2512		42	596	1,373
2503	1,0233			
2358	1,0447			
2300		89	549	1,351
2197	1,0727			
2008		150	488	1,323
2000	1,1160	152	486	1,322
1773	1,1814			
1702		213	425	1,295
1550	1,2691			
1351	1,3792			
1315		290	348	1,260
1180	1,5117			
1010		351	287	1,232
992	1,7108			
711	2,2404			
705		412	226	1,205
540	2,8606			
410	3,7149			
405		474	164	1,175
289	5,1788			
150		539	99	1,141
0		638	0	1,066
Volumen residual a 60 °F				= 1,000
Gravedad del petróleo residual				= 28,8 °API
Gravedad específica del gas liberado				= 1,0626

V=volumen a la presión dada.

 V_b =volumen a la presión del punto de burbujeo. V_r =volumen de petróleo residual a 14,7 lpca y 60 °F por liberación diferencial de gas a 220 °F.

liberación de gas de 505 PCS del separador y 49 PCS del tanque de almacenamiento, o sea, un total de 554 PCS/BF para la separación de dos etapas, siempre y cuando se considere el tanque de almacenamiento como una etapa, de lo contrario la separación es sólo a través de una etapa. Por tanto, la razón inicial gas disuelto-petróleo, R_{gi} .

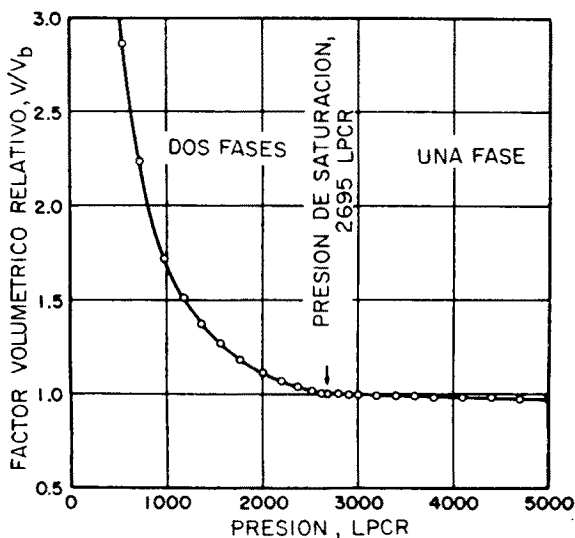


FIG. 4.9.—Datos de PVT obtenidos por liberación instantánea para el fluido de un yacimiento a 220° F. (Tomado de Kennerly, *Core Laboratories, Inc.*)

es 554 PCS/BF. Las pruebas también muestran que, en estas condiciones de separación, 1,335 barriles de fluido a la presión del punto de burbujeo producen 1,000 barril de petróleo fiscal. Por consiguiente, el factor volumétrico del petróleo a la presión del punto de burbujeo es 1,335 bl/BF y el factor volumétrico total por liberación instantánea a 1773 lpcr es

$$B_{ij} = 1,335 \times 1,1814 = 1,577 \text{ bl/BF}$$

Los datos de la tabla 4.8 indican que, tanto la gravedad del petróleo, como la recuperación, pueden mejorarse usando una presión óptima del separador de 100 lpcr, ya que se reduce la pérdida de componentes líquidos, en particular los hidrocarburos intermedios, del gas liberado. Con respecto a los cálculos de balance de materiales, los datos indican también que los factores volumétricos y

TABLA 4.8. *Pruebas del separador para una muestra de fluido de yacimiento*(Tomado de Kennerly, *Core Laboratories, Inc.*)

Presión del separador lpcr	Temperatura del separador, °F	Razón ^a gas-petróleo del separador, PCS/BF	Razón ^a gas-petróleo a cond. std., PCS/BF	Gravedad del petróleo fiscal, API a 60 °F	Factor volumétrico del petróleo ^b , V_b/V_r	Grav. específica del gas de la liberación instantánea
0	74	620	0	29,9	1,382	0,9725
50	75	539	23	31,5	1,340	
100	76	505	49	31,9	1,333	
200	77	459	98	31,8	1,337	

^a Condiciones normales=14,7 lpca y 60 °F.^b V_b/V_r =barriles de petróleo a la presión del punto de burbujeo, 2695 lpca y 220 °F, por barril fiscal, 14,7 lpca y 60 °F.

las razones gas en solución-petróleo dependen de la forma de separación del petróleo y gas en la superficie. Resultan complicaciones adicionales cuando se emplean prácticas diferentes de separación en los diferentes pozos, debido a preferencias del operador o a limitaciones de las presiones fluyentes en la cabeza del pozo. La fig. 4.10 muestra la variación en la contracción o merma de petróleo en función de la presión del separador, para un campo de la parte central del oeste de Texas y uno del sur de Luisiana. Para cada petróleo crudo existe una presión óptima en el separador para la cual la contracción o merma es mínima y la gravedad API del petróleo fiscal máxima. Por ejemplo, en el caso del petróleo del yacimiento de Texas, hay un aumento del 7 por ciento en la recuperación, cuando la presión de operación del separador aumenta de la presión atmosférica a 70 lpcr. El efecto de la separación en dos etapas (dos separadores a 500 lpcr y 50 lpcr respectivamente y el tanque a 0 lpcr) para el petróleo crudo del yacimiento de Luisiana se indica por el punto marcado con un triángulo en la fig. 4.10, el que indica que por cada 1.000 barriles de petróleo de yacimiento, se recuperan como líquido 662 BF comparado con 657 BF recuperados como líquido a través de un solo separador a 500 lpcr.

Cook, Spencer, Bobrowski y Chin^{12, 13} determinan el efecto de cambios en temperaturas y presiones en el separador sobre las razones gas-petróleo, gravedad del petróleo y contracción del petróleo de

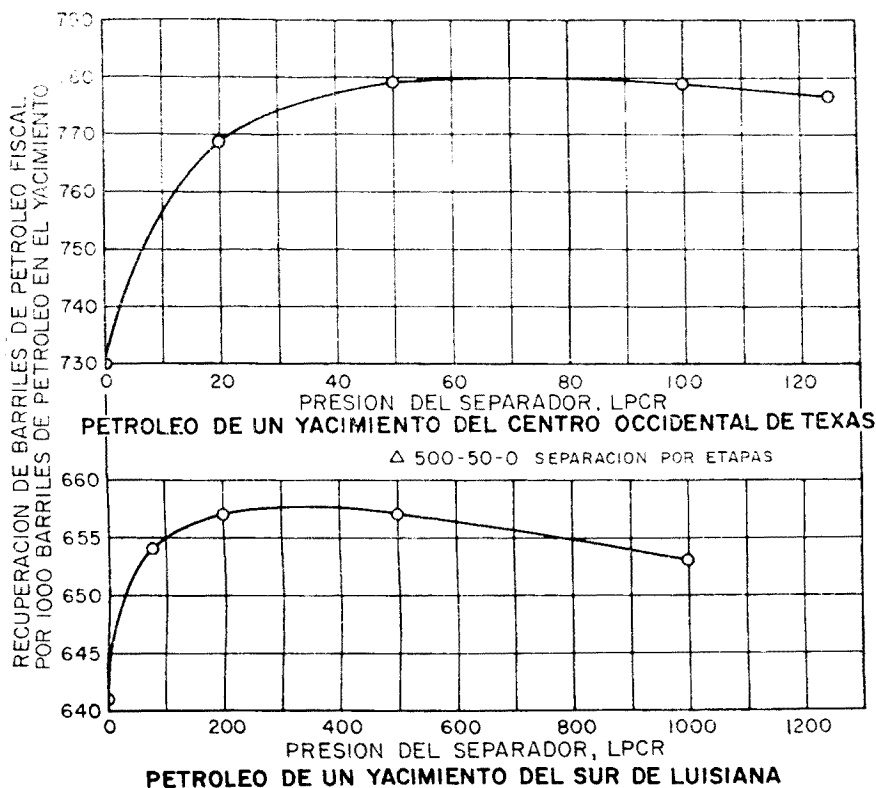


FIG. 4.10.—Recuperación de petróleo fiscal como función de la presión del separador. (Tomado de Kennerly, *Core Laboratories, Inc.*)

yacimiento del campo Scurry Reef. Los datos obtenidos de pruebas en el campo y en el laboratorio demuestran que la cantidad de gas liberado del petróleo producido es afectada notoriamente por los cambios tanto en la temperatura como en la presión del separador. Por ejemplo, cuando la temperatura del separador se redujo 62,5 °F, la razón gas-petróleo disminuyó de 1068 a 844 PCS/BF y la producción aumentó de 125 a 135 BF/día, lo que representa una disminución en la razón gas-petróleo del 21 por ciento y un aumento en la producción del 8 por ciento. Por tanto, para producir el mismo volumen de petróleo fiscal cuando el separador funcionaba a alta temperatura, se necesitaba una producción adicional del 8 por ciento de fluido.

La tabla 4.7 también presenta los factores volumétricos del gas y del petróleo para el fluido del yacimiento obtenidos por *liberación diferencial* a 220 °F, desde una presión de 5000 lpcr hasta la presión atmosférica. Las pruebas de liberación *instantánea* para el mismo fluido se dieron por terminadas a 289 lpcr, debido a las limitaciones del volumen del recipiente de PVT. La figura 4.11 muestra un gráfico

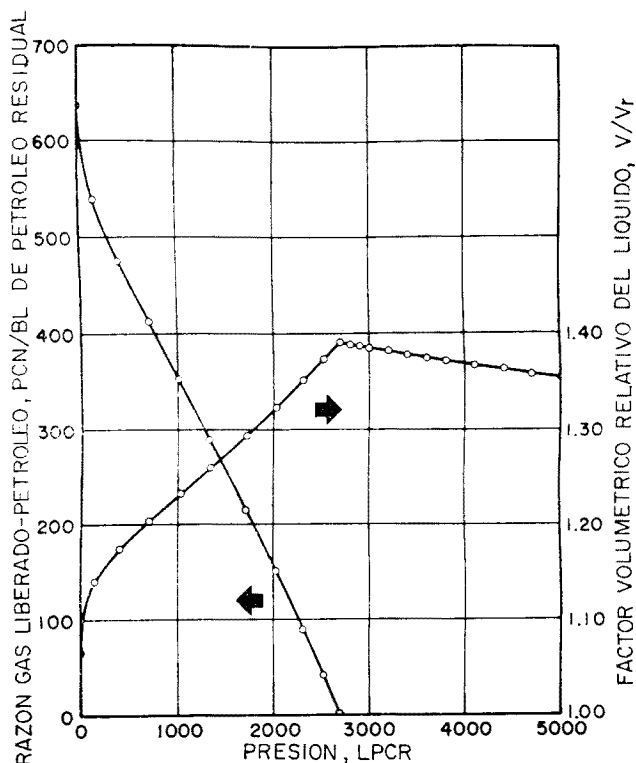


FIG. 4.11.—Datos de PVT del fluido de un yacimiento obtenido por el proceso de liberación diferencial de gas a 220° F. (Tomado de Kennerly, *Core Laboratories, Inc.*)

del factor volumétrico del petróleo (líquido) y de las razones gas liberado-petróleo relativas a un barril de petróleo *residual*, o sea, el petróleo que queda a una atmósfera y 60 °F después de liberación diferencial a 220 °F, desde la presión inicial hasta 1 atmósfera. El cambio volumétrico de 1,066 a 220 °F a 1,000 a 60 °F es una medida del coeficiente de expansión térmica del petróleo residual. En algu-

nos casos, un barril de petróleo *residual* obtenido por el proceso *diferencial* equivale aproximadamente a un barril a condiciones normales obtenido por un proceso instantáneo particular, y ambos se consideran equivalentes. En el presente caso, en un proceso de liberación instantánea usando una presión en el separador de 100 lpcr y 76 °F, el factor volumétrico del petróleo a la presión de punto de burbujeo es 1,335 bl por barril fiscal comparado con 1,391 bl/bl residual obtenido por el proceso diferencial. Las razones iniciales gas en solución-petróleo son 554 PCS/BF y 638 PCS/barril residual, respectivamente.

Además de los datos volumétricos de la tabla 4.7, en los estudios de PVT generalmente se obtienen otros valores: a) volumen específico del petróleo a la presión de punto de burbujeo; b) dilatación térmica del petróleo saturado, y c) compresibilidad del fluido de yacimiento en el punto de burbujeo o por encima de éste. Para el fluido de la tabla 4.7, el volumen específico del fluido a 220 °F y 2695 lpcr es 0,02163 p³/lb, y la dilatación térmica es 1,07741 volúmenes a 220 °F y 5000 lpca por volumen a 74 °F y 5000 lpca, equivalente a un coeficiente de 0,00053 por °F. En el capítulo 3, sección 8, se discutió y se calculó a partir de los datos de la tabla 4.7 la compresibilidad del fluido subsaturado. Se obtuvo un valor de $10,31 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ entre 5000 lpca y 4100 a 220 °F.

El factor de desviación del gas liberado o desprendido por el proceso de liberación diferencial puede calcularse o estimarse a partir de la gravedad específica medida. La composición del gas puede calcularse a partir de las constantes de equilibrio y la composición del fluido del yacimiento, y el factor de desviación del gas calculado a partir de la composición del gas, tal como se ilustra en el ejemplo 1.3.

7. SELECCIÓN DE VALORES DE DATOS PVT PARA CÁLCULOS DE BALANCE DE MATERIALES

La discusión en la sección anterior indica que la producción de petróleo del yacimiento al tanque de almacenamiento no es un proceso sencillo bien definido y que los resultados de los cálculos de balance de materiales son afectados por la selección de los datos PVT. Dodson¹⁴ y otros describen los tipos y condiciones de los procesos de liberación que se presentan en el yacimiento, en el pozo y en la superficie, y hacen la observación que la liberación en el yacimiento cambia con la presión del mismo. Cuando se inicia la producción de un pozo, en el caso de un fluido de yacimiento en su punto de burbujeo, a medida que la presión disminuye debido a la

producción, el gas liberado del petróleo no fluye al pozo, sino que se acumula hasta alcanzar la saturación crítica del gas. Como la presión alrededor del pozo es menor que en lugares distantes del mismo, la saturación crítica de gas se logrará más pronto en la vecindad inmediata del pozo y en pozos que producen con altas presiones diferenciales (presión diferencial $p_e - p_w$). Para presiones diferenciales $p_e - p_w$ moderadas y saturaciones promedias de gas en el área de drenaje menores que la saturación crítica de gas, el gas puede moverse más rápidamente que el petróleo en la vecindad del pozo (liberación diferencial), mientras que en el resto del área, el gas liberado permanece en contacto con el petróleo (liberación instantánea). En estas condiciones, como el volumen alrededor del pozo donde ocurre liberación diferencial es sólo una pequeña parte del área total de drenaje, los datos de liberaciones instantáneas representan mejor el proceso de liberación en el yacimiento. Por tanto, los datos de liberación instantánea debieran aplicarse al yacimiento cuando exista una disminución de la presión moderada por debajo del punto de burbujeo; por ejemplo, en el campo de Kelly-Snyder, de la presión inicial hasta 1500 lpc y en el campo Conroe, donde la presión se estabilizó a 185 lpc por debajo de la presión del punto de burbujeo. En ambos casos las razones gas-petróleo de producción no excedieron mucho la razón inicial gas-petróleo, indicación también que el gas liberado permanece en el yacimiento en contacto con el petróleo restante. En el caso de yacimientos con capa de gas, la razón gas-petróleo del campo puede ser alta debido a la terminación de algunos pozos cerca a la capa de gas o en ella misma, y el proceso de liberación en la zona de petróleo puede aún ser esencialmente instantáneo.

Por otra parte, cuando la saturación de gas excede el valor crítico en la mayor parte del área de drenaje, como lo indica la figura 4-12, el gas fluye mucho más rápido que el petróleo, como se observa de las altas razones gas-petróleo. Por consiguiente, el proceso de liberación diferencial, en estas circunstancias, representa mejor el desprendimiento de gas, o sea, el comportamiento del fluido del yacimiento. Los datos de liberación diferencial debieran aplicarse en este caso, es decir, cuando la presión disminuye considerablemente por debajo del punto de burbujeo, y en la mayor parte del yacimiento existe una saturación de gas mayor que la saturación crítica del mismo, indicado por los altos valores en las razones gas-petróleo de producción, comparados con la razón inicial gas disuelto-petróleo.

La liberación de gas en la tubería de producción y en el estrangulador es instantánea, con disminución en presión y temperatura, donde el gas permanece en contacto y en equilibrio con el petróleo durante el proceso de desprendimiento del líquido. Existen, sin

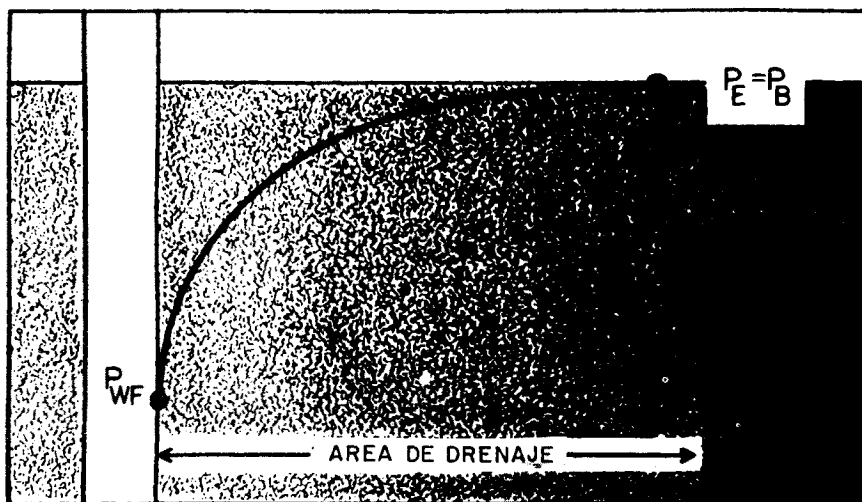


FIG. 4.12.—Distribución de saturación y presión alrededor de un pozo que produce un fluido que estaba en su punto de burbujeo cuando comenzó la producción. Obsérvese la mayor saturación de gas cerca del pozo. (Tomado de Reudelhuber¹⁵, Actas del AIME.)

embargo, dos diferencias importantes entre la liberación instantánea que ocurre en la tubería de producción y la liberación instantánea efectuada en el laboratorio. La liberación del laboratorio es isotérmica y sólo el gas liberado de la muestra está en contacto con el líquido; mientras que la liberación en la tubería de producción está acompañada por una disminución en la temperatura, y además, cuando la razón gas-petróleo excede la razón inicial gas-disuelto petróleo, el petróleo está en contacto no sólo con su propio gas liberado, sino también con gas adicional producido de la zona de petróleo o de la capa de gas.

Si el fluido llega a la superficie con presión considerable, la recuperación y gravedad API del petróleo pueden aumentarse empleando uno o más separadores entre el pozo y el tanque de almacenamiento, como se discutió anteriormente. Además, la cantidad de gas producido a tales altas presiones puede reducir o eliminar la compresión necesaria para hacerlo fluir en el gasoducto. Como el gas permanece en contacto íntimo con el petróleo en el primer separador, el proceso a partir del fondo del pozo hasta el primer separador es *instantáneo* con disminución de temperatura. En el primer separador, el gas producido por el proceso instantáneo, el cual está

en equilibrio con el petróleo a esa temperatura y presión, se remueve del contacto con el petróleo. Esto es un proceso *diferencial*. Si el petróleo producido pasa a través de varios separadores, cada uno operando a presión menor, el proceso a partir del primer separador hasta el tanque de almacenamiento consiste en una serie de dilataciones instantáneas, que en conjunto se aproximan a un proceso de *liberación diferencial* de temperatura variable, generalmente estudiada en el laboratorio empleando separadores pequeños reproducidos a escala y muestras de fluido de los pozos (ver tabla 4.8). Estos procesos también pueden estudiarse usando las constantes (factores, razones) de equilibrio (ver referencias 10, 11 y 12 del capítulo 2).

Cuando el petróleo crudo es de volatilidad baja, la diferencia entre los datos de liberación diferencial y liberación instantánea son pequeños, y por cada barril residual obtenido por el proceso diferencial puede tomarse un barril fiscal (o barril a condiciones standard). Por consiguiente, los datos de liberación diferencial pueden sustituirse directamente en la ecuación del balance de materiales. Se considera por experiencia condiciones de baja volatilidad las siguientes: 1) gravedad de petróleo fiscal menor de 35°API; 2) razón gas disuelto-petróleo menor de 550 PCS/BF, y 3) temperatura del yacimiento menor de 150 °F. Estos valores son sólo aproximaciones.

En vista de la discusión anterior, los datos PVT deben emplearse teniendo en cuenta: la clase de datos PVT disponibles, la volatilidad del crudo y el mecanismo de liberación del gas que existe en el yacimiento—este último deducido en gran parte de un estudio de las presiones del yacimiento y de los pozos, y de las razones gas-petróleo de producción. Los datos de las tablas 4.7 y 4.8 pueden usarse en tres formas diferentes, que se ilustrarán en el cálculo del petróleo del yacimiento de un yacimiento volumétrico. El fluido del yacimiento se asumió ser el mismo de las tablas 4.7 y 4.8. Como la producción por encima del punto de burbujeo es bastante compleja debido a las compresibilidades del agua y de la formación (ver capítulo 3, secciones 9 y 10), el petróleo en el yacimiento *al punto de burbujeo* se calculará empleando los datos de las tablas 4.7 y 4.8 y los siguientes datos adicionales:

$N_p = 600.000$ BF (de 2695 lpcr a 2000 lpcr)

$G_p = 480$ MM PCS (de 2695 lpcr a 2000 lpcr)

$R_p = 800$ PCS/BF a 2000 lpcr

$B_g = 0,00151$ bl/PCS para el gas libre a 2000 lpcr

Condiciones del separador = 50 lpcr y 75 °F

Caso I. Petróleos crudos de baja volatilidad, cualquier tipo de liberación en el yacimiento. Puede emplearse, bien sea datos monofásicos de liberación diferencial o datos bifásicos de liberación instantánea. Empleando sólo datos de liberación diferencial e identificando un barril residual como un barril fiscal, la Ec. (3.13) puede escribirse,

$$N = \frac{600.000[1,322 + 0,00151 (800 - 486)]}{1,322 - 1,391 + 0,00151 (638 - 486)}$$

$$= 6.714.00 \text{ bls. residuales (o bls. fiscales)}$$

Puede usarse los volúmenes relativos bifásicos—obtenidos por liberación instantánea, tabla 4.7—expresándolos en base a un barril fiscal, usando el factor volumétrico de 1,340 barriles a la presión de saturación por BF, obtenido para una presión y temperatura del separador de 50 lpcr y 75 °F de la tabla 4.8. En estas condiciones, la razón inicial gas disuelto-petróleo es la suma de la razón gas-petróleo en el separador y la razón gas-petróleo en el tanque de almacenamiento, o sea, 562 PCS/BF. Tomando $B_H = 1,340 \text{ bl/BF}$ y considerando la presión del punto de burbujeo como la presión inicial, y además,

$$B_i = 1,340 \times 1,1160 = 1,495 \text{ bl/BF a 2000 lpcr}$$

la Ec. (4.7) puede escribirse,

$$N = \frac{600.000[1,495 + 0,00151 (800 - 562)]}{1,495 - 1,340}$$

$$= 7.177.000 \text{ BF}$$

También puede expresarse los datos bifásicos de liberación instantánea en base a un barril residual, empleando el factor volumétrico relativo del proceso diferencial, 1,391 bl a 2695 lpcr por barril residual, y la razón gas disuelto-petróleo del proceso diferencial, 638 PCS/barril residual. Por tanto, $B_H = 1,391 \text{ bl/bl residual a 2695 lpcr y a 2000 lpcr}$

$$B_i = 1,391 \times 1,1160 = 1,552$$

y la Ec. (4.7) puede escribirse

$$N = \frac{600.000[1,552 + 0,00151 (800 - 638)]}{1,522 - 1,391}$$

$$= 6.680.000 \text{ bls. residuales}$$

Las pequeñas diferencias entre los cálculos del petróleo "in situ" a la presión del punto de burbujeo se deben a la volatilidad, aunque baja, del petróleo crudo del yacimiento.

Caso II. Petróleos crudos moderadamente volátiles, liberación instantánea del gas en el yacimiento. Cuando el petróleo crudo es de una volatilidad moderada y la liberación de gas en el yacimiento es esencialmente instantánea, se obtienen buenos resultados empleando datos bifásicos de liberación instantánea y razones gas-petróleo y factores volumétricos apropiados para las condiciones del separador, como se vio en el segundo cálculo del caso I. Cuando la volatilidad es mayor que la del fluido de la tabla 4.7, los cálculos de balance de materiales, usando en un caso datos de liberación diferencial y en otro datos de liberación instantánea, difieren mucho más, siendo más correctos los últimos. Como se observó anteriormente, la liberación en el yacimiento será casi totalmente instantánea mientras la saturación de gas esté por debajo de su valor crítico. Cuando la disminución de la presión por debajo del punto de burbujeo es limitada o estabilizada por la presencia de una capa de gas de gran tamaño, por intrusión de agua o mantenimiento de presión, la saturación de gas libre en la zona de petróleo es limitada. Si la saturación de gas promedia se mantiene por debajo o cerca de su valor crítico, el proceso de liberación en el yacimiento es esencialmente instantáneo.

Caso III. Petróleos crudos moderadamente volátiles, liberación diferencial en el yacimiento. Para petróleos crudos moderadamente volátiles donde la liberación del gas en el yacimiento es esencialmente diferencial, como ocurre en yacimientos volumétricos subsaturados, cuando la saturación de gas excede su valor crítico, los cálculos del balance de materiales se dividen en dos partes: a) cálculos de conversión de la producción de gas y petróleo de condiciones standard a petróleo residual (proceso diferencial), y b) cálculos del balance de materiales a condiciones del yacimiento. La Ec. (4.7) puede escribirse para un proceso diferencial, es decir, en términos del petróleo diferencial en el yacimiento a la presión inicial, N_{di} , expresado en barriles residuales por liberación diferencial (BRD), producción (disminución) del petróleo diferencial inicial del yacimiento, N_{pd} , factores volumétricos diferenciales monofásicos, B_{odi} y B_{od} , razones diferenciales gas a solución-petróleo, R_{sdi} y R_{sd} , y razón diferencial gas-petróleo cumulativa, R_{pd} ,

$$N_{di} = \frac{N_{pd}[B_{od} + (R_{pd} - R_{sd})B_g]}{B_{od} - B_{odi} + B_g(R_{sdi} - R_{sd})} \quad (4.17)$$

Esta forma de ecuación del balance de materiales emplea los datos de PVT del proceso diferencial para expresar la producción de petróleo, N_{pd} , y usa el volumen de petróleo *residual* como base para el factor volumétrico del petróleo, B_{od} . El petróleo producido, N_p , en barriles fiscales (BF) se expresa en base de un *barril residual diferencial* (BRD; inglés=RDB) usando la razón del factor volumétrico del proceso instantáneo al factor volumétrico del petróleo del proceso diferencial, ambos a la presión del punto de burbujeo, B_{of}/B_{od}^* , incluidos en la tabla 4.9.

$$N_{pd}(\text{BRD}) = N_p(\text{BF}) \times \frac{B_{of}(\text{bl/BF})}{B_{od}(\text{bl/BRD})} \quad (4.18)$$

La producción de gas en un intervalo incluye el gas libre en el yacimiento y el gas en solución en el petróleo también en el yacimiento. Por tanto, la producción de gas en la superficie G_p es

$$G_p = G_{libre} + R_{sf} N_p \quad (4.19)$$

La producción total de gas en base de liberación diferencial en el yacimiento es

$$G_{pd} = G_{libre} + R_{sd} N_{pd} \quad (4.20)$$

El término de producción de gas libre es el mismo en las Ecs. (4.19) y (4.20). Sustituyendo el equivalente de N_{pd} de la Ec. (4.18) en la Ec. (4.20) se tiene

$$G_{pd} = G_{libre} + \left(\frac{B_{of}}{B_{od}} \right) R_{sd} N_p \quad (4.21)$$

Sustrayendo la Ec. (4.19) de la Ec. (4.21)

$$G_{pd} = G_p + \left[\left(\frac{B_{of}}{B_{od}} \right) R_{sd} - R_{sf} \right] N_p \quad (4.22)$$

La Ec. (4.22) puede expresarse en forma equivalente usando razones gas-petróleo, sustituyendo $N_p R_p$ por G_p y dividiendo la ecuación por N_{pd} para obtener

$$\frac{G_{pd}}{N_{pd}} = R_p \left(\frac{N_p}{N_{dp}} \right) + \left[\left(\frac{B_{of}}{B_{od}} \right) R_{sd} - R_{sf} \right] \frac{N_s}{N_{pd}}$$

* En inglés, liberación instantánea es *flash liberation*; de aquí proviene el subíndice "f". (El traductor.)

TABLA 4.9. Datos de PVT y de producción
(En base a datos de las tablas 4.7 y 4.8)

Presión, lpcr	$B_{od,i}$ bl/ BRD (a)	$B_{of,i}$ bl/BF	$R_{sd,i}$ PCS/ BRD (a)	$R_{sf,i}$ PCS/BF	$B_{td,i}$ bl/BRD	$B_{ti,i}$ bl/BF	N_p MBF	G_p MM PCS	R_p PCS/BF
2695	1,391	1,340	638	562 ^(b)	1,391	1,340	0	0	---
2000	1,322	1,274 ^(d)	486	428 ^(c)	1,552	1,495	600	480 ^(e)	800 ^(e)

(a) Barril residual diferencial=barril residual por liberación diferencial.

(b) La suma del gas del separador y del gas del tanque a condiciones normales, tabla 4.8, $539 + 23 = 562$ PCS/BF.

(c) Se asume que la razón gas en solución-petróleo de la liberación instantánea cambia lo mismo que la razón gas en solución-petróleo del proceso diferencial a altas presiones. Por consiguiente, la razón gas en solución-petróleo del proceso instantáneo es

$$R_{si} = \frac{R_{sd}}{R_{odi}} \times R_{sfi} = \frac{486}{638} \times 562 = 428 \text{ PCS/BF}$$

(d) Se asume que la razón B_{of}/B_{od} es constante; por tanto, B_{of} a 2000 lpcr $= 1,322 \times \frac{1,340}{1,391} = 1,274$.

(e) Incluye la producción de gas del separador y del gas del tanque a condiciones normales.

Obsérvese el uso de los subíndices d y f . El subíndice d significa que el dato así designado se obtiene por el proceso de liberación diferencial de gas, mientras que los designados con el subíndice f se obtienen por liberación instantánea, llamada en inglés liberación "flash". Se han adoptado estos subíndices en la traducción para mantener los mismos empleados en la literatura inglesa, que además son representativos en castellano. En la liberación instantánea o "flash" se adopta el subíndice f y no i para evitar confusiones cuando se emplea i para indicar condiciones iniciales. (El traductor.)

Pero G_{pd}/N_{pd} es la razón gas-petróleo producida en base de liberación diferencial en el yacimiento, R_{pd} , y de acuerdo a la Ec. (4.18), N_p/N_{pd} puede reemplazarse por B_{od}/B_{of} y obtener

$$R_{pd} = \left[R_p + \left(\frac{B_{of}}{B_{od}} \right) R_{sd} - R_{sf} \right] \frac{B_{od}}{B_{of}} \quad (4.23)$$

Usando las Ecs. (4.18) y (4.23) y los datos de la tabla 4.9

$$\begin{aligned} N_{pd} &= 600.000 \times \frac{1,340}{1,391} = 578.000 \text{ BRD} \\ R_{pd} &= \left(800 + \frac{1,340}{1,391} \times 486 - 428 \right) \frac{1,391}{1,340} = 872 \text{ PCS/BRD} \\ N_{di} &= \frac{578.000[1,322 + (872 - 486)0,00151]}{1,322 - 1,391 + 0,00151(638 - 486)} \\ &= 6.839.000 \text{ BRD} \end{aligned}$$

Los barriles de petróleo fiscales inicialmente en el yacimiento se calculan en

$$N = \frac{1,391}{1,340} \times 6.839.000 = 7.099.000 \text{ BF}$$

Es importante comprender que los resultados de este cálculo, más complejos que los anteriores, no se diferencian mucho de los cálculos del caso I debido a la baja volatilidad del fluido. Sin embargo, para fluidos volátiles las diferencias son más apreciables y debe emplearse el método del caso III.

En el ejemplo anterior se supuso que la razón B_{of}/B_{od} no varía considerablemente con la presión y permanece igual al valor del punto de burbujeo. Para encontrar la variación de esta razón a presiones menores, pueden hacerse estudios adicionales de PVT, como lo explicó Dodson, Goodwill y Mayer¹⁴. Durante la liberación diferencial se obtienen muestras de líquido del recipiente de PVT a determinados intervalos. Estas muestras se someten a un proceso de liberación instantánea a las temperaturas y presiones de trabajo escogidas para el separador, y con estos datos se calculan los valores de B_{of}/B_{od} . Empleando este método de *liberación compuesta* para el fluido del yacimiento estudiado, Dodson, Goodwill y Mayer encontraron que el petróleo fiscal inicialmente en el yacimiento determinado por el método de liberación compuesta era 292,9 MM BF contra 231,8 MM BF empleando sólo los datos de liberación diferencial, como en el caso I.

Kennedy, Dardaganian y Clanton¹⁶ realizaron el estudio de fluidos de yacimiento moderadamente volátiles usando las constantes de equilibrio. Para su estudio tomaron el campo Kelly-Snyder. Basaron el balance de materiales en constantes de equilibrio medidas, en lugar de emplear mediciones de solubilidad y de factores volumétricos.

8. YACIMIENTOS DE PETRÓLEOS VOLÁTILES

Si todo el gas en los yacimientos fuese metano y todo el petróleo consistiera de decano y fracciones más pesadas, las propiedades PVT de los fluidos en el yacimiento serían bastante simples porque las cantidades de petróleo y gas obtenidas de una mezcla de los dos serían prácticamente independientes de presiones, temperaturas y proceso de liberación (separación) de gas. Los petróleos crudos de baja volatilidad discutidos en la sección anterior se aproximan a este comportamiento. Caen aproximadamente bajo esta clasificación aquellos petróleos crudos cuyas temperaturas de yacimiento son inferiores a 150 °F, razón gas disuelto-petróleo por debajo de 500 PCS/bl y gravedades a condiciones standard menores de 35 °API. Debido a que el contenido de propano, butano y pentano de estos fluidos es bajo, la volatilidad es baja.

Cuando existen condiciones que exceden—no demasiado—los límites aproximados de fluidos de baja volatilidad, se obtienen datos satisfactorios de PVT para los cálculos de balance de materiales, combinando pruebas del separador a temperaturas y presiones adecuadas con pruebas de liberaciones instantánea o diferencial, según el proceso de liberación que existe en el yacimiento. Aunque este procedimiento es satisfactorio para fluidos de una volatilidad moderada, no se recomienda a medida que la volatilidad aumenta, siendo necesario hacer pruebas de laboratorio más complicadas, detalladas y precisas para proveer datos correctos de PVT, particularmente en yacimientos de empuje por gas en solución.

Con la actual tendencia de alcanzar mayores profundidades en perforación, se descubren muchos yacimientos con fluidos de altas volatilidades (ver figuras 2.1 y 2.2), entre los cuales están los yacimientos de condensado, estudiados en el capítulo 2. Una alta volatilidad se debe al aumento en las temperaturas del yacimiento, aproximándose en algunos casos a 500 °F, y también al alto contenido de componentes entre propano y decano en la composición de los fluidos. Se considera *yacimiento con petróleo volátil* al de volatilidad intermedia entre el yacimiento con petróleo moderadamente volátil y el yacimiento de condensado de gas. Jacoby y Berry¹⁷ definen el yacimiento de petróleo volátil como el que contiene proporciones

relativamente altas de componentes entre etano y decano a temperatura de yacimiento cerca o mayor de 250 °F; además, posee un alto factor volumétrico del petróleo y una gravedad de petróleo fiscal por encima de 45 °API. El fluido del campo-Elk City, Oklahoma, es un ejemplo. El factor volumétrico del fluido en este yacimiento, a la presión inicial de 4364 lpca y temperatura del yacimiento de 180 °F, era de 2,624 bl/BF y una razón gas disuelto-petróleo de 2821 PCS/BF, para una producción a través de un solo separador, cuyas condiciones de operación eran: presión, 5 lpcr, y temperatura, 60 °F. La gravedad a condiciones normales era de 51,4 °API para la condiciones del separador. Cook, Spencer y Bobrowski¹⁸ han descrito el caso El City y una técnica para pronosticar la recuperación debida a empuje por gas en solución (depleción). Reudelhuber y Hinds¹⁹ y Jacoby y Berry¹⁷ también describen técnicas de laboratorio algo similares y métodos para pronosticar el comportamiento de empuje por depleción de yacimientos con petróleo volátil. Los métodos son similares a los empleados en yacimientos de condensado estudiados en el capítulo 2.

9. LA CORRELACIÓN Y

En la sec. 5 se explicó el método de mínimos cuadrados para uniformar valores de los factores volumétricos del gas con el fin de mejorar los cálculos de balance de materiales. Por la misma razón es recomendado uniformar los valores de los factores volumétricos del petróleo. Cuando se emplean factores volumétricos monofásicos—de una sola fase—la variación con la presión es prácticamente lineal, y basta un polinomio de segundo grado calculado por el método de los mínimos cuadrados para representar los datos. Cuando se emplean factores volumétricos de dos fases—bifásicos o totales—la correlación Y es adecuada y más simple que otros métodos, como el de mínimos cuadrados. La correlación o función $Y^{8, 20, 21}$ es lineal con presión y se relaciona al factor volumétrico relativo bifásico y a la presión por la ecuación

$$Y = \frac{p_b - p}{p(V_t - 1)} \quad (4.24)$$

donde V_t es el factor volumétrico total a cualquier presión p , relativo al volumen al punto de burbujeo, y p_b la presión del punto de burbujeo. La tabla 4.10 ilustra la aplicación de la correlación Y para uniformar los datos del factor volumétrico relativo de dos fases presentados en la col. (2) de la tabla 4.7. Las columnas (1) a (5) se

TABLA 4.10. Cálculos para uniformar los factores volumétricos relativos de dos fases de la tabla 4.7, col. (2), por medio de la correlación Y

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
p l_{pcr}	V_t	$V_t - 1$	$p_b - p$	$\frac{p_b - p}{p}$ (4) ÷ (1)	Y (5) ÷ (3)	V_t calculado con la Ec. (4.26)
2695	1,0000	0,0000	0			1,0000
2503	1,0233	0,0233	192	0,07671	3,2923	1,0233
2197	1,0727	0,0727	498	0,22667	3,1179	1,0728
2000	1,1160	0,1160	695	0,34750	2,9957	1,1159
1550	1,2691	0,2691	1145	0,73871	2,7451	1,2700
1180	1,5117	0,5117	1515	1,28390	2,5091	1,5096
992	1,7108	0,7108	1703	1,71673	2,4152	1,7124
711	2,2404	1,2404	1984	2,79044	2,2496	2,2426
540	2,8606	1,8606	2155	3,99074	2,1449	2,8600

usan para calcular los valores de Y a partir de la Ec. (4.24); estos valores se encuentran en la col. (6) y se presentan gráficamente como función de presión en la figura 4.13. El gráfico es generalmente lineal, e Y se expresa como función lineal de la presión, obteniéndose del gráfico las constantes de la ecuación. Para el gráfico de la figura 4.13

$$Y = 5,845 \times 10^{-4} p + 1,830 \quad (4.25)$$

Igualando las Ecs. (4.24) y (4.25)

$$5,845 \times 10^{-4} p + 1830 = \frac{p_b - p}{p(V_t - 1)}$$

Para $p_b = 2695$ lpcr, los valores uniformes de V_t se obtienen de la ecuación

$$V_t = 1,0000 + \frac{2695 - p}{5,845 \times 10^{-4} p^2 + 1,830 p} \quad (4.26)$$

Por ejemplo, a 1550 lpcr, el valor medido de V_t es 1,2691 y el valor uniformado a partir de la Ec. (4.26) es

$$\begin{aligned} V_t &= 1,0000 + \frac{2695 - 1550}{5,845 \times 10^{-4} \times (1550)^2 + 1,830 \times 1550} \\ &= 1,2700 \text{ bl/bl a } p_b \end{aligned}$$

Para comparación, los valores uniformados se incluyen en la col. (7).

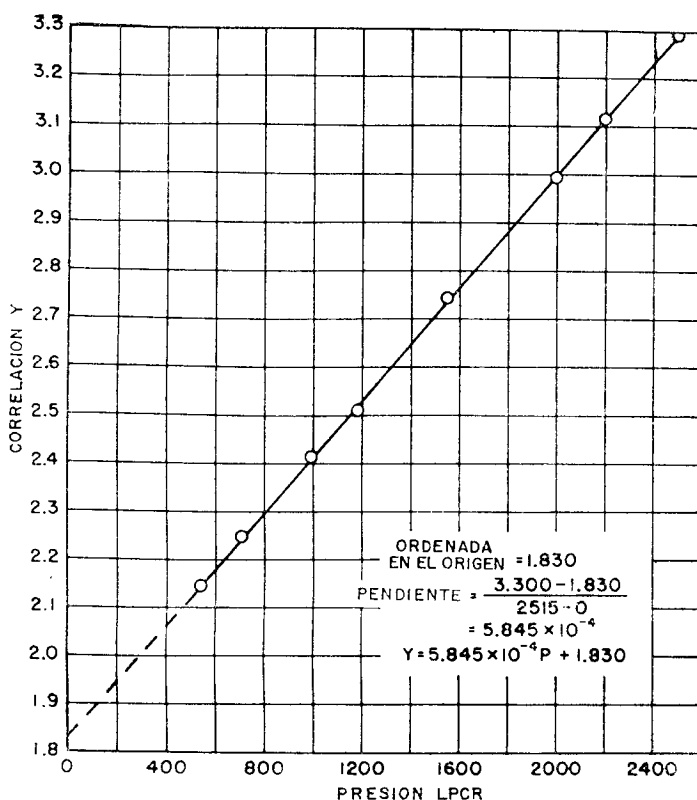


FIG. 4.13.—Diagrama de la correlación Y, y presión para los datos de la Tabla 4.10.

10. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO ROCKWELL

La estructura del campo Rockwell * es un anticlinal simétrico de 1½ millas de ancho por 6 millas de largo y cerca de 4675 acres de área productiva de petróleo. Se descubrió por una combinación de estudios de sismógrafo y de pozos poco profundos. La producción proviene de la zona oolítica Reynolds, miembro superior de la caliza Smackover. Se perforaron 124 pozos, de los cuales 116 resultaron productores y sólo 8 no productores o secos. Se obtuvieron excelen-

* Los datos e historia del campo Rockwell se obtuvieron del campo Magnolia, excepto por la intrusión de agua, la que se alteró a una de comportamiento de flujo continuo.

tes núcleos de 78 pozos, de manera que los valores de porosidad, permeabilidad, espesor de la formación productora y contactos o interfases gas-petróleo y agua-petróleo fueron bien establecidos. El campo tiene una extensa capa de gas, y la zona de petróleo se halla por encima de una zona de agua.

Para medir la presión promedio del yacimiento se realizaron estudios de presiones de fondo a pozo cerrado cada tres meses en 42 pozos "claves". La presión de fondo del pozo de descubrimiento fue de 3480 lpca, corregida a 7100 pies bajo el nivel del mar. Se comprobó la existencia de un empuje hidrostático limitado, y aun con la reducción continua en la producción permisible del campo, la presión del yacimiento siguió disminuyendo. Las operaciones de producción del campo se interrumpieron una vez durante quince días, y en este período la presión aumentó de 3373 a 3452 lpca, indicando un empuje hidrostático de cierta magnitud. Hasta 1954 la caída de presión fue de 420 lpc. La rata de declinación de presión se expresa a veces en términos de lpc por millón de barriles de petróleo producido, bien sea un valor acumulativo o un valor promedio tomado sobre un intervalo de producción. La producción acumulativa hasta 1954 para el campo Rockwell era de 18,59 MM BF, y la rata de declinación de presión está dada por

$$\begin{aligned} \text{Rata de declinación} &= \frac{(p_i - p) \times 10^6}{N_p} & (4.27) \\ &= \frac{(3480 - 3060) \times 10^6}{18,59 \times 10^6} = 22,6 \text{ lpc/MM bl} \end{aligned}$$

Con el fin de llevar a cabo un programa de conservación y economía se propuso un programa de mantenimiento de presión por inyección de agua con el fin de:

- a) Obtener una recuperación mayor y más económica de petróleo.
- b) Proveer una forma práctica de eliminar la producción de agua.
- c) Reducir los trabajos necesarios de reacondicionamiento de los pozos terminados cerca del contacto gas-petróleo, si la capa de gas se dilata por disminución de presión.
- d) Mantener bajas las razones gas-petróleo para que los pozos produzcan a las ratas permisibles.
- e) Reducir los costos de levantamiento artificial de fluidos que aumentan con la disminución de presión.

Los pozos secos o pozos marginales que comenzaban a producir grandes cantidades de agua se emplearían como pozos de inyección. Los problemas que los ingenieros de yacimientos debían resolver eran los siguientes: a) calcular la constante de intrusión de agua k , asumiendo un acuífero en estado de flujo continuo expresado por la

Ec. (4.9); b) calcular el grado de producción que estabilizara la presión a cualquier valor, sin inyección de agua, y c) calcular la rata de inyección de agua que estabilizara la presión del yacimiento a cualquier valor para cualquier grado de producción. Tuvieron suerte en que, debido al excelente programa de obtención de núcleos, pudieron obtener valores representativos del gas libre y petróleo inicial por medio del método volumétrico, y en esta forma el balance de materiales pudo aplicarse para calcular la intrusión de agua a intervalos sucesivos de producción, y, por consiguiente, la constante de intrusión de agua k . El valor de dicha constante calculada fue de 188 p³/día/lpc, cifra no muy grande para un campo del tamaño de Rockwell. Sin el programa de inyección de agua, la rata de producción se hubiese reducido de 14500 BF/día a cerca de 5800 BF/día, con el fin de estabilizar la presión del yacimiento a 3190 lpca. El mantenimiento de una rata de producción de 14.500 BF/día a una presión estabilizada de 3190 lpca requiere una rata de inyección de agua de 14.040 bl/día.

La tabla 4.11 presenta los datos básicos de presión, producción, roca productora y de los fluidos para el yacimiento de la zona Reynolds del campo Rockwell. Los datos de PVT, por liberación instantánea relativa a la producción a través de un solo separador que opera a 100 lpcr y 75 °F, se presentan en las formas comunes: dos fases (o bifásico) y una fase (o monofásico). Los factores volumétricos del gas fueron uniformados por el método de mínimos cuadrados estudiado en la sección 6 y expresados por

$$B_g \text{ en PCS/p}^3 = 0,08919p - 30,245 - 6,2262 \times 10^{-6}p^2 \quad (4.28)$$

Por ejemplo, a 3190 lpca,

$$\begin{aligned} B_g &= 0,08919 \times 3190 - 30,245 - 6,2262 \times 10^{-6} \times (3190)^2 \\ &= 190,915 \text{ PCS/p}^3 \\ &= 0,0052379 \text{ p}^3/\text{PCS} \end{aligned}$$

Los datos volumétricos bifásicos se uniformaron con la correlación Y, discutida en la sección 9. Para un factor volumétrico del petróleo de 1,476 bl/BF para el fluido al punto de burbujeo, determinado por las pruebas de separación, el factor volumétrico total expresado en pies cúbicos por barril fiscal es

$$B_t = 8,29000 \left(1 + \frac{3480 - p}{7,683 \times 10^{-4}p^2 + 1,66p} \right) \quad (4.29)$$

A 3190 lpca

$$\begin{aligned} B_t &= 8,29000 \left(1 + \frac{3480 - 3190}{7,683 \times 10^{-4} \times (3190)^2 + 1,66 \times 3190} \right) \\ &= 8,47321 \text{ p}^3/\text{BF} \end{aligned}$$

TABLA 4.11. *Datos de ingeniería del yacimiento de la zona Reynolds del campo Rockwell*

Porosidad promedia, porcentaje del volumen total	16,80
Saturación de agua innata, porcentaje del volumen poroso	27
Volumen productivo neto de la zona de petróleo	346.000 ac-p
Volumen productivo neto de la zona de gas	73.700 ac-p
Factor volumétrico del agua del yacimiento	1,025 bl/BF
Condiciones standard	14,4 lpca y 60 °F
Temperatura del yacimiento a 7100 pies bajo el nivel del mar	207 °F
Presión inicial del yacimiento a 7100 pies bajo el nivel del mar ...	3480 lpca

Datos de liberación instantánea

(Relativos a la producción a través de un separador a 100 lpca y 75 °F)

Presión, lpca	Factor volumétrico monofásico (petróleo), bl/BF B_o	Razón gas en solución- petróleo, PCS/BF, R_s	Factor de desvia- ción del gas liberado, z	Factor volumétrico del gas, PCS/p ³ , B_g	Factor volumétrico bifásico, p ³ /BF, B_t
3480	1,476	875	0,925	204,8	8,29
3200	1,448	792	0,905	191,4	8,47
2800	1,407	700	0,888	170,7	8,82
2400	1,367	607	0,880	148,0	9,37

Datos calculados:

Factor volumétrico bifásico inicial, Ec. (4.29)	8,29000 p ³ /BF
Factor volumétrico bifásico a 3190 lpca, Ec. (4.29)	8,47321 p ³ /BF
Factor volumétrico bifásico a 3240 lpca, Ec. (4.29)	8,43839 p ³ /BF
Factor volumétrico inicial del gas, Ec. (4.28)	0,0048843 p ³ /PCS
Factor volumétrico del gas a 3190 lpca, Ec. (4.28)	0,0052379 p ³ /PCS
Factor volumétrico del gas a 3240 lpca, Ec. (4.28)	0,0051714 p ³ /PCS
Petróleo inicial "in situ" por el método volumétrico	223,0 MM BF
Gas libre inicial "in situ" por el método volumétrico	80,61 MMM PCS

Datos de presión-producción

Fecha	Presión promedia del yacimiento, lpca	Producción cumulativa de petróleo, BF	Razón gas-petróleo cumulativa, PCS/BF	Producción cumulativa de agua, BF
31- 3-49	3480			
31-12-49	3455			
30- 6-50	3421			
31-12-50	3376			
30- 6-51	3316			
31-12-51	3250			
30- 6-52	3190	11,17MM	885	224,5M
31-12-52	3139	13,80MM	884	534,2M
30- 6-53	3093	16,41MM	884	1005,0M
31-12-53	3060	18,59MM	896	1554,0M

Con los datos de la tabla 4.11 se calculó la intrusión de agua, W_e , a cada uno de los cuatro intervalos de producción para los cuales se conocen datos de producción. Empleando el balance de materiales, el valor de W_e está dado por

$$W_e = N_p[B_t + B_g(R_p - R_{ti})] - G(B_g - B_{gi}) - N(B_t - B_{ti}) + B_w W_p$$

Por ejemplo, a 3190 lpca

$$\begin{aligned} W_e &= 11,17 \times 10^6 [8,47321 + 0,0052379 (885 - 857)] \\ &\quad - 80,61 \times 10^3 (0,0052379 - 0,0048843) \\ &\quad - 223,0 \times 10^6 (8,47321 - 8,29000) + 224,5 \times 5,615 \times 1,025 \times 10^3 \\ W_e &= 28,22 \times 10^6 \text{ p}^3. \end{aligned}$$

En forma similar se calculó la intrusión de agua a 3139, 3093 y 3060 lpca. Los valores de intrusión de agua y presión se graficaron como función de tiempo en la forma indicada en la fig. 4.14. La constante de intrusión de agua k a 3190 lpca puede hallarse de dos

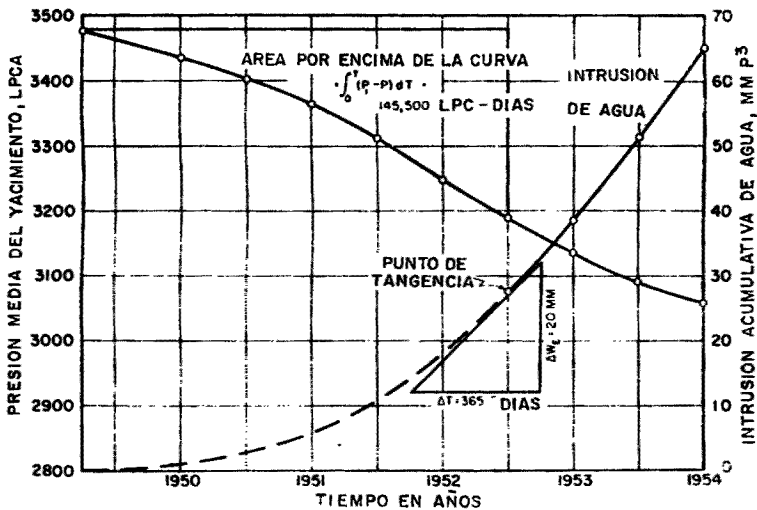


FIG. 4.14.—Presión e intrusión acumulativa de agua como funciones de tiempo para el campo Rockwell.

formas. Trazando una tangente a la curva de intrusión de agua en el punto correspondiente a 30-6-52, como lo indica la fig. 4.14. La

pendiente de la línea es la rata de intrusión de agua dW_e/dt a ese tiempo (y presión), o

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{\Delta W_e}{\Delta t} = \frac{20 \times 10^6 \text{ p}^3}{365 \text{ días}} = 54.500 \text{ p}^3/\text{día}$$

La constante de intrusión de agua k , asumiendo un acuífero en estado de flujo continuo, representado por la Ec. (4.8), es

$$k = \frac{dW_e/dt}{(p_i - p)} = \frac{54.500}{(3480 - 3190)} = 189 \text{ p}^3/\text{día/lpc}$$

La constante k también puede obtenerse a partir de la expresión integral, Ec. (4.9)

$$W_e = k \int_0^t (p_i - p) dt$$

La integral $\int_0^t (p_i - p) dt$, determinada en la fig. 4.14 hasta el 6-30-52, es 145.500 lpc-días. Como W_e es $28,22 \times 10^6 \text{ p}^3$, luego

$$k = \frac{W_e}{\int_0^t (p_i - p) dt} = \frac{28,22 \times 10^6}{145.500} = 194 \text{ p}^3/\text{día/lpc}$$

De otras determinaciones por ambos métodos se obtuvo, para la constante de intrusión de agua, un valor promedio de $188 \text{ p}^3/\text{día/lpc}$. Una vez conocido el comportamiento del acuífero, puede entonces pronosticarse el comportamiento del yacimiento para diferentes ratas de producción e inyección. Aunque los cálculos corresponden a la forma más simple de intrusión de agua, las formas más complicadas y discutidas en el capítulo 5 también pueden usarse, pero requieren más trabajo.

Si se quiere calcular la reducción en la rata diaria de producción requerida para estabilizar la presión, por ejemplo a 3190 lpca, cuando la rata diaria de producción es 14.500 BPPD con una razón gas-petróleo actual de 892 PCS/BF, y 1700 BAPD, la rata diaria de vaciamiento del yacimiento puede calcularse por la Ec. (4.10):

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dt} &= 14.500[8,47321 + 0,0052379 (892 - 857)] + 1,025 \times 1700 \times 5,615 \\ &= 135.300 \text{ p}^3/\text{día} \end{aligned}$$

La rata de intrusión de agua a 3190 lpca es

$$\frac{dW_e}{dt} = k(p_i - p) = 188(3480 - 3190) = 54.520 \text{ p}^3/\text{día}$$

Como la rata diaria de vaciamiento excede a la diaria de intrusión, la presión del yacimiento disminuye. Si la razón gas-petróleo de producción permanece constante y la producción de agua se reduce al mismo orden que la producción de petróleo, entonces, reduciendo la rata de producción del petróleo fiscal por la razón de la rata de intrusión a la rata de vaciamiento, debería estabilizarse la presión a 3190 lpca, es decir, la rata de producción del campo o rata total de producción debe reducirse a

$$\frac{dN_p}{dt} = 14.500 \times \frac{54.520}{135.300} = 5843 \text{ BF/día}$$

Debido a que este valor representa una reducción considerable en la rata de producción total, sería más práctico seguir produciendo a la misma rata, e inyectar agua a una rata igual a la diferencia entre la rata diaria de vaciamiento a 3190 lpca y la rata diaria de intrusión de agua, o

$$\frac{dW_i}{dt} = \frac{135.300 - 54.520}{5,615 \times 1,025} = 14.040 \text{ BAPD.}$$

En algunos casos, cuando la presión disminuye demasiado, se desea calcular no sólo la rata de inyección requerida, sino también aquella a la cual la presión aumentará como función del tiempo, después del comienzo de reinyección. Este tipo de cálculo se ilustrará empleando los datos del campo Rockwell a 3190 lpca y una rata de inyección de 17.861 BAPD a condiciones del yacimiento, cantidad aproximada para estabilizar la presión del yacimiento a 3300 lpca, para una rata de producción de 14.500 BPPD. La presión aumentará rápidamente al principio y luego tiende a estabilizarse asintóticamente, como lo indican las curvas superiores de la fig. 4.15. Como la intrusión de agua disminuye continuamente a medida que la presión del yacimiento se restablece (será cero a 3480 lpca), se aconseja efectuar los cálculos paso a paso. Se selecciona, por ejemplo, 50 lpc como el primer intervalo, y se calcula el tiempo necesario para aumentar la presión del yacimiento a 3190 + 50, ó 3240 lpca. El

volumen poroso disponible para hidrocarburos del petróleo remanente, gas liberado y gas libre, a 3190 lpca es

$$V_{3190} = (N - N_g)B_t + [G - N_g(R_g - R_w)]B_g \quad \text{V.B.}$$

$$= (223,0 - 11,17) \times 10^6 \times 8,47321 + [80,61 \times 10^9 - (885 - 857) \times 11,17 \times 10^6] 0,0052379$$

$$V_{3190} = 2215,46 \times 10^6 \text{ p}^3$$

Si mantenemos constante el grado de producción a 14.500 BF/día, en los t días requeridos para alcanzar 3240 lpca, se habrá producido 14.500 t BF. Si se asume constante la misma razón gas-petróleo actual de 892 PCS/BF, se habrá producido entonces 14.500 $\times$ 892 t PCS de gas y el volumen poroso disponible para hidrocarburos a 3240 lpca será

$$V_{3240} = (223,0 \times 10^6 - 11,17 \times 10^6 - 14.500t) 8,43839 + [80,61 \times 10^9 - (885 - 857) \times 11,17 \times 10^6 - (892 - 857) 14.500t] 0,0051714$$

$$V_{3240} = 2202,70 \times 10^6 - 124,984t \text{ p}^3$$

La diferencia de los dos volúmenes es la disminución en el volumen poroso disponible para hidrocarburos del yacimiento durante el intervalo debido a las siguientes causas: a) compresión de los hidrocarburos a medida que la presión aumenta, y b) producción de petróleo y gas. Expresando la diferencia en barriles,

$$\Delta V = 2,227 \times 10^6 + 22.259t \text{ barriles}$$

Como la presión promedia del yacimiento durante el intervalo es 3215 lpca, la rata promedia de intrusión de agua a condiciones del yacimiento durante el intervalo será

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{188(3480 - 3215)}{5,615} = 8873 \text{ BAPD}_{res}$$

Si se supone constante la rata de producción de agua en 1700 BAPD a condiciones standard o 1743 BAPD a condiciones del yacimiento o reservorio (de aquí el subíndice "res") durante el intervalo, la rata promedia neta de aumento de agua en el yacimiento durante el intervalo, para una rata de inyección de 17.861 BAPD, será

$$\frac{dW}{dt} = 17.861 + 8873 - 1743 = 24.991 \text{ BAPD}_{res}$$

El aumento en volumen de agua en el yacimiento en t días es 24.991 t barriles, que deben ser iguales al cambio en el volumen

poroso disponible para hidrocarburos, como se indicó anteriormente, o

$$24.991t = 2,272 \times 10^6 + 22.259t$$

$$t = 832 \text{ días}$$

El cálculo indica que el aumento en la presión del yacimiento está lejos de ser instantáneo, y será más lento a medida que el tamaño de la capa de gas aumenta. Los cálculos pueden continuarse para un segundo incremento de presión, por ejemplo, de 3240 a 3275 lpca. Para calcular el tiempo requerido en aumentar la presión de 3240 a 3275 lpca, debe calcularse la producción cumulativa de petróleo y la razón gas-petróleo cumulativa a 3240 lpca, o

$$N_p \text{ a } 3240 \text{ lpca} = 11,17 \times 10^6 + 14.500 \times 832 = 23,23 \times 10^6 \text{ BF}$$

$$R_p \text{ a } 3240 \text{ lpca} = \frac{11,17 \times 10^6 \times 885 + 14.500 \times 892 \times 832}{23,23 \times 10^6}$$

$$= 889 \text{ PCS/BF}$$

La fig. 4.15 muestra una serie de estos cálculos para el campo Rockwell, usando 3060 lpca como punto de partida en vez de 3190 lpca, valor usado en los cálculos anteriores. En los cálculos se empleó una rata diaria de producción de petróleo de 12.300 BF por día, que es la rata de producción cuando la presión del yacimiento disminuye a 3060 lpca. Con estos cálculos los operadores se dieron cuenta que sin un programa adecuado de mantenimiento de presión a las ratas actuales o mayores de producción, la presión seguiría disminuyendo, y eventualmente se obtendrían altas razones gas-petróleo en los pozos productores, con su inherente reducción en recuperación. El programa de inyección de agua de 8290 BAPD daría las siguientes ventajas: a) permitir a los pozos marginales fluir por más tiempo; b) facilitar medios de eliminar el agua salada, y c) aparte del aumento en recuperación por mantenimiento constante de presión, se obtendría una recuperación final adicional al prevenir mayor dilatación de la capa de gas. La inyección de agua de 12.690 BAPD prolongaría la vida de pozos fluyentes, aumentaría un poco la recuperación de petróleo si el yacimiento hubiese pasado el punto de saturación crítica de gas, y prácticamente eliminaría el equipo de bombeo, excepto en unos pocos pozos marginales. La inyección de agua de 20.000 bl diarios, además de lograr los beneficios mencionados anteriormente, permitiría una más pronta recuperación de petróleo, ya que en este caso la producción permisible del campo se fija en base a la presión del yacimiento.

Si la rata actual de producción total del campo se mantiene constante sin mantener constante la presión, a medida que ésta disminuye, la saturación de gas en la zona de petróleo aumentará. Cuando se alcance la saturación crítica de gas, el gas fluirá a los

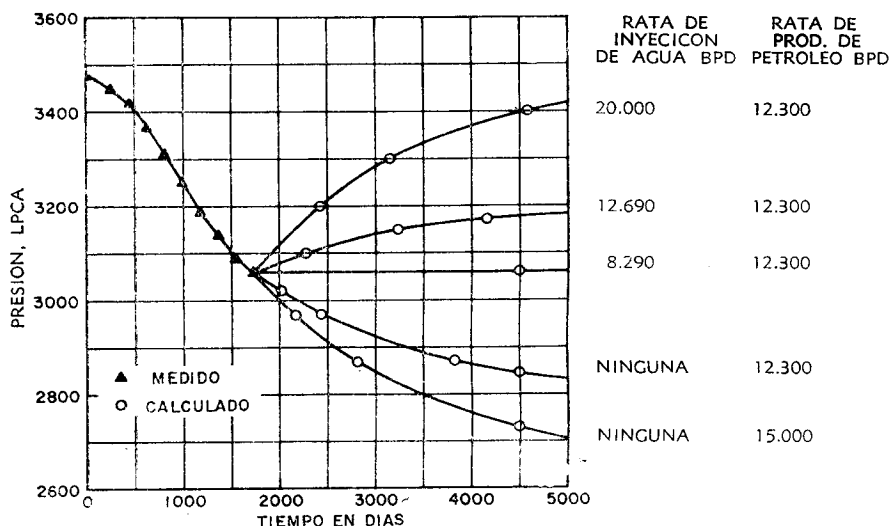


FIG. 4.15.—Pronóstico del comportamiento del campo Rockwell a partir de ratas asumidas de producción e inyección.

pozos. Si se conoce la saturación crítica de gas para el yacimiento, puede calcularse, a partir de los factores volumétricos monofásicos y bifásicos, la presión a la cual las razones gas-petróleo de los pozos comenzarán a aumentar. Por ejemplo, a 2800 lpca, $B_t=8,8181$ p³/BF y $B_o=7,9003$ p³/BF, y la saturación de gas en la zona de petróleo —en porcentaje del espacio poroso total— es aproximadamente

$$\begin{aligned}
 S_g &= \frac{B_t - B_o}{B_t} \times (1 - S_w) \\
 &= \frac{8,8181 - 7,9003}{8,8181} (1 - 0,27) \\
 &= 0,076 \text{ ó } 7,6 \text{ por ciento}
 \end{aligned}
 \tag{4.30}$$

Todo parece indicar que la saturación crítica del gas es baja para

la alta permeabilidad de la caliza oolítica del campo Rockwell, y que a 2800 lpca las razones gas-petróleo comenzarán a aumentar disminuyendo a la vez la eficiencia de recuperación.

11. RATA DE EFICIENCIA MÁXIMA (REM; INGLÉS = MER)

Por los muchos estudios existentes, se considera la recuperación de yacimientos por depleción primaria con verdadero empuje por gas en solución esencialmente independiente tanto de los grados individuales de producción de los pozos como de los de producción total del yacimiento. Kelly, Tracy y Roe²³ demostraron que este es el caso aun en yacimientos con una estratificación de permeabilidad muy acentuada, donde los estratos están separados por barreras impermeables y conectados hidráulicamente sólo en los pozos. La zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa (ver capítulo 3, sección 7) es un ejemplo de un yacimiento con empuje de gas en solución prácticamente *no afectado por la rata* de producción, es decir, la recuperación es independiente de las ratas a que el yacimiento produce. La recuperación de yacimientos uniformes y de altas permeabilidades, con empujes hidrostáticos muy activos, son también esencialmente independientes de las ratas de producción.

Por otra parte, muchos yacimientos están definitivamente *afectados por las ratas* de producción y existe una *rata de eficiencia máxima (REM)*^{23, 24} por encima de la cual ocurre una reducción en la recuperación económica y final del petróleo. Los yacimientos afectados por las ratas de producción implican la existencia de algún o algunos mecanismos en el yacimiento, que, en un determinado intervalo de tiempo, pueden mejorar notablemente la recuperación de petróleo inicial "in situ". Entre estos mecanismos están: a) empuje hidrostático parcial; b) segregación gravitacional, y c) los que actúan efectivamente en yacimientos de permeabilidad heterogénea.

Los yacimientos inicialmente subsaturados que producen por empuje hidrostático parcial con ratas de vaciamiento (gas, petróleo y agua) considerablemente mayores que la intrusión de agua, se consideran tener un comportamiento esencialmente del tipo de empuje por gas en solución, modificado por un empuje hidrostático reducido. Suponiendo que la recuperación por desplazamiento de agua sea considerablemente mayor que la recuperación por empuje por gas en solución, debido a las altas ratas de producción habrá una pérdida considerable de petróleo recuperable, aun cuando la zona de petróleo sea eventualmente invadida en su totalidad por agua. La

pérdida se debe al aumento en la viscosidad del petróleo y a la disminución en el factor volumétrico del mismo a presiones bajas, y también al abandono más temprano de los pozos que deben producirse por levantamiento artificial. Debido a la mayor viscosidad del petróleo a bajas presiones, las razones agua-petróleo de producción serán mayores y el límite económico de la rata de producción se alcanzará a recuperaciones menores de petróleo. Considerando una misma saturación residual de petróleo en el área invadida, quedará mayor cantidad de petróleo fiscal en el yacimiento a bajas que a altas presiones, debido a lo reducido de los factores volumétricos del petróleo a bajas presiones. Lógicamente, habrá beneficios adicionales si se produce a una rata tal que se mantenga alta la presión del yacimiento. El campo Rockwell (fig. 4.15) es un ejemplo de un yacimiento con empuje hidrostático parcial, afectado por las ratas de producción. Si no ocurre una segregación gravitacional apreciable y los efectos de heterogeneidad del yacimiento son pequeños, la REM para el campo Rockwell puede deducirse de un estudio del efecto de la rata neta de vaciamiento del yacimiento sobre la presión del mismo, y el efecto lógico de la presión sobre la saturación de gas relativo a la saturación crítica del mismo, es decir, sobre las razones gas-petróleo. La REM también puede inferirse de estudios de los índices de desplazamiento o empuje, Ec. (4.12). La presencia de una capa de gas en un campo de empuje hidrostático parcial introduce complicaciones en la determinación de la REM, ya que es afectada por el tamaño relativo de la capa de gas y las eficiencias relativas del desplazamiento de petróleo por la expansión de la capa de gas y la intrusión de agua.

La zona Gloyd-Mitchell del campo Rodessa no era afectada por la rata de producción porque no existía intrusión de agua, y porque prácticamente no había segregación gravitacional del gas libre liberado y del petróleo. Si hubiese ocurrido una segregación considerable, las medidas tomadas en la terminación de los pozos y reacondicionamiento de los mismos con el fin de reducir las razones gas-petróleo hubiesen dado resultado satisfactorio, como ocurre en muchos yacimientos de empuje por gas en solución. En algunos casos se forma una capa de gas en las partes más altas del yacimiento, y, donde los pozos con altas razones gas-petróleo se penalizan o se cierran, al reducirse el valor de la razón gas-petróleo producida, R_p , puede obtenerse un aumento sustancial en recuperación, como lo indica la Ec. (3.14). En estas condiciones, la REM será aquella para la cual la segregación gravitacional es considerable para ratas prácticas de producción.

La segregación gravitacional también es importante en muchos yacimientos con capa de gas. En el capítulo 7, sección 3, se discute

el efecto de la rata de desplazamiento sobre la recuperación por expansión de la capa de gas, con segregación considerable del petróleo y del gas. Los estudios del yacimiento Mile Six Pool (Perú) muestran que la recuperación será aproximadamente el 52,4 por ciento para la rata de desplazamiento adoptada. Si se duplica la rata de desplazamiento, la recuperación se reduce a 36,0 por ciento aproximadamente, y, a ratas muy altas con segregación gravitacional insignificante, disminuirá hasta el 14,4 por ciento.

En el desplazamiento de petróleo por agua también ocurre segregación gravitacional y, como en la segregación de petróleo y gas, también depende del factor tiempo. La segregación gravitacional es generalmente de menor importancia en empujes hidrostáticos que en empujes por capa de gas, debido a las recuperaciones generalmente mayores obtenidas por los primeros. La REM para yacimientos con empuje hidrostático es aquella por encima de la cual no habrá suficiente tiempo para que ocurra segregación gravitacional, y, por consiguiente, una pérdida considerable de petróleo recuperable. La rata puede obtenerse de cálculos similares a los empleados en desplazamientos por gas, capítulo 7, sección 3, o de los estudios de laboratorio. Es interesante observar que en el caso de segregación gravitacional, la presión del yacimiento no es el índice de la REM, ya que, por ejemplo, en un campo con un empuje hidrostático activo, puede no existir diferencia considerable en la disminución de la presión del yacimiento para diferentes ratas de producción, y aun la recuperación a la rata menor puede ser sustancialmente mayor si la segregación gravitacional es efectiva a la rata menor y no a la mayor.

A medida que el agua invade un yacimiento de permeabilidad heterogénea, el desplazamiento es más rápido en las partes más permeables, y considerables cantidades de petróleo pueden quedarse atrás si la rata de desplazamiento es demasiado alta. A ratas bajas de desplazamiento, el agua tiene tiempo de penetrar en las partes menos permeables de la roca y, por tanto, se recuperará una mayor cantidad de petróleo. A medida que el nivel de agua asciende, ocurre a veces imbibición de agua, es decir, el agua es chupada o absorbida, debido a la presión capilar, por las partes menos permeables de la formación, ayudando así a recuperar petróleo de las arenas menos permeables. Ya que la imbibición de agua y como consecuencia la expulsión capilar de petróleo son procesos muy lentos, cuando exista una cantidad apreciable de petróleo que pueda recuperarse por este mecanismo, las ratas de desplazamiento deben ser reducidas, siempre y cuando sea práctico desde un punto de vista económico. Es mucho más difícil establecer la rata de eficiencia máxima bajo dichas circunstancias; sin embargo, ésta puede dedu-

cirse del grado de heterogeneidad del yacimiento y de las características de la presión capilar de las rocas del mismo.

En la presente discusión de la REM, debe comprenderse que la recuperación de petróleo también es afectada por mecanismos del yacimiento, tales como: inyección de fluidos, control de las razones gas-petróleo y agua-petróleo, y otros factores. Es difícil hablar de mecanismos afectados por las ratas independientemente de estos otros factores, que en muchos casos tienen mayor importancia.

PROBLEMAS

4.1. a) Escribir la Ec. (4.4) en términos de los factores volumétricos del petróleo.

b) Identificar los términos de la Ec. (4.4) y explicar cómo se obtienen.

c) Demostrar que la Ec. (4.7) puede reducirse a la Ec. (3.14), ecuación de recuperación en porcentaje para campos volumétricos de petróleo sin capa inicial de gas.

4.2. Calcular los valores para el segundo y cuarto períodos hasta el decimocuarto paso de la tabla 4.2 para el campo Conroe.

4.3. a) Construir el gráfico de $x=4y^2$ de $y=0$ a $y=5$ usando una escala apropiada en papel de coordenadas cartesianas. Dar sólo la parte de la curva en el primer cuadrante.

b) Hallar el valor de la integral $\int_0^{100} y \, dx$ por integración matemática. Esta es el área por debajo de la curva hasta $x=100$. Res.: 333.

c) Encontrar el área por debajo de la curva por integración gráfica. Sugerencia: Divídase el área en 5 partes de 20 unidades de ancho cada una sobre la coordenada x . Estimar la altura promedio de cada segmento y luego el área de cada uno. Súmelos para hallar el área total. Res.: 333.

d) Calcular el área contando los cuadrados pequeños debajo de la curva y multiplíquese el número de cuadrados por el área de uno de ellos. Res.: 333.

e) Calcular el área usando un planímetro. Res.: 333.

4.4. a) A partir de la historia de caída de presión del campo Conroe presentada en la fig. 4.5, y para $k=2170 \text{ p}^3/\text{día/lpc}$, encontrar la intrusión acumulativa de agua, W_e , por medio de integración gráfica, al final del segundo y cuarto períodos de la tabla 4.2. Res.: 109, 250 MM p^3 .

b) Después de encontrar los valores de W_e , complétese la tabla 4.2 para encontrar los barriles fiscales iniciales de petróleo en el yacimiento al final del segundo y cuarto intervalos. Res.: 546, 560 MM BF.

4.5. Calcular los índices de empuje o desplazamiento para el segundo y cuarto períodos.

4.6. Si la recuperación en el campo Conroe es 70 por ciento por empuje hidrostático, 50 por ciento por empuje de segregación, y 25 por ciento por empuje de depleción, calcular con los índices de empuje del quinto período la recuperación total de petróleo esperada. Res.: 58,4 por ciento.

4.7. Explicar por qué los dos primeros cálculos del petróleo inicial en el yacimiento con la ecuación de balance de materiales para el campo Conroe dan valores bajos.

4.8. a) La historia de presión del campo Peoria se presenta en la fig. 4.16. Durante el período de 36 a 48 meses, la producción del campo de petróleo Peoria permanece prácticamente constante en 8450 BF/día, con una RGP diaria de 1052 PCS/BF, y 2550 BAPD

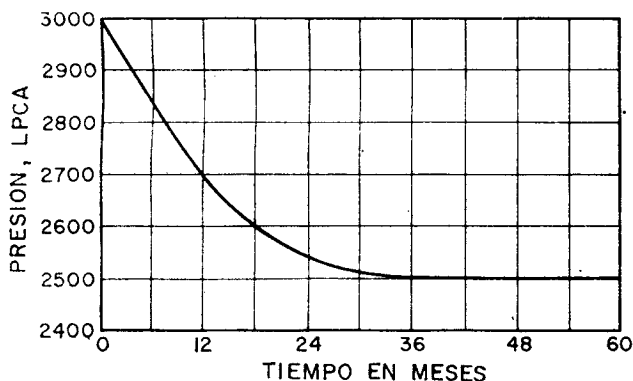


FIG. 4.16.—Declinación de presión del campo Peoria.

(barriles de agua por día). La razón inicial gas en solución-petróleo fue de 720 PCS/BF y la RGP acumulada al cabo de 36 meses fue de 830 PCS/BF, y al cabo de 48 meses fue de 920 PCS/BF. El factor volumétrico total o de dos fases a 2500 lpca fue de 9,050 p^3 por BF y el factor volumétrico del gas a la misma presión, 0,00490

pies cúbicos/PCS. Calcular la intrusión acumulada de agua durante los primeros 36 meses. Sugerencia: Determínese k durante el período de presión estabilizada. Luego, calcúlese el área por encima de la curva de presión en lpc-días y multiplíquese por k ; el producto será la intrusión acumulativa de agua. Res.: 13,7 MM bl.

b) A partir de los datos en parte a), calcular el factor de desviación del gas para el gas del yacimiento a 2500 lpca y 175 °F. Condiciones normales, 14,7 lpca y 60 °F. Res.: 0,682.

c) ¿Qué información falta en los datos de la parte a) para calcular el factor volumétrico del petróleo a 2500 lpca?

4.9. Empleando el método de mínimos cuadrados, calcúlese las constantes del polinomio de segundo grado que representa los siguientes datos del factor volumétrico del gas:

<i>Presión lpca</i>	<i>B_g PCS/bl</i>
3657	1161
3558	1134
3476	1112
3375	1084
3277	1056
3174	1026
3060	993

$$\text{Res.: } B_g = -160,274 + 0,456535p - 0,000026051p^2$$

4.10. a) Calcular el factor volumétrico de una fase (del petróleo) en base a condiciones standard, a partir de los datos de PVT de las tablas 4.7 y 4.8, a la presión del yacimiento de 1702 lpcr, si las condiciones del separador son 100 lpcr y 76 °F. Res.: 1,243 bl/BF.

b) Calcular la razón gas disuelto-petróleo a 1702 lpcr en base a condiciones normales para iguales condiciones del separador. Res.: 369 PCS/BF.

c) Calcular el factor volumétrico de dos fases por liberación instantánea a 1550 lpcr si las condiciones del separador son 100 lpcr y 76 °F. Res.: 1,694 bl/BF.

4.11. Los siguientes datos de PVT corresponden al análisis de una muestra de petróleo tomada del fondo de un pozo:

p $lpcr$	V_i
3000	1,0000
2927	1,0063
2703	1,0286
2199	1,1043
1610	1,2786
1206	1,5243
999	1,7399

a) Dibujar en papel de coordenadas rectangulares la correlación Y como función de presión. Trazar la mejor línea recta a través de los puntos registrados, y del gráfico determinar las constantes en la ecuación $Y=mp+b$. Res.: $Y=6,53 \times 10^{-4}p+2,04$.

b) Calcular el valor de V_i a 1500 lpcr. Res.: 1,33120.

4.12. A partir de los datos de núcleos de la tabla 4.11, calcular, por el método volumétrico, los volúmenes iniciales de petróleo y de gas libre en el yacimiento. Res.: 223,0 MM BF, 80,61 MMM PCS.

4.13. a) Usando la ecuación de balance de materiales, calcular el volumen de agua en pies cúbicos intruido en el yacimiento del campo Rockwell al final de cada uno de los cuatro períodos de producción cuyos datos se presentan en la tabla 4.11. Res.: 28,22; 38,94; 51,58 y 65,56 MM p³.

b) Construir un gráfico entre la intrusión acumulativa de agua y tiempo, tomando 31 marzo de 1949 como cero. Extrapolar la curva de los cuatro puntos calculados hasta el origen por medio de una curva uniforme. Registrar en el mismo gráfico la historia de la presión.

c) Determinar la constante de intrusión de agua, k , en p³/día/lpc, determinando gráficamente la pendiente dW/dt en cada uno de los cuatro puntos registrados. Res.: Promedio 188 p³/día/lpc.

4.14. Discutir comparativamente la actividad del empuje hidráulico en el campo Rockwell, calculando K en bl/mes/lpc/ac-p de arena petrolífera. Res.: 0,0029.

4.15. Calcular la rata diaria de intrusión de agua para el campo Rockwell al final del cuarto período (31-12-53). Res.: 14.062 BPD (barriles por día).

4.16. Calcular la rata diaria de vaciamiento del yacimiento del campo Rockwell en barriles por día al final del cuarto período si la

producción diaria es 12.300 BF de petróleo con una RGP diaria de 972 PCS/BF, y 2146 barriles de agua, con $B_w = 1,025$. Res.: 22.351 BPD.

4.17. Si la producción se reduce de manera que la presión de fondo se establezca al final del cuarto período, ¿cuáles son las producciones permisibles por pozo y del campo? Asumir que las producciones de petróleo, gas y agua se reducen en la misma proporción y que el número de pozos productores sigue siendo 116. Res.: 7738, 67 BPD.

4.18. ¿Con la rata de producción del problema 4.17, en cuánto tiempo—en años—se agota en un 70 por ciento el petróleo original en el yacimiento? Res.: 55,3 años.

4.19. Calcular la rata diaria de inyección de agua requerida para estabilizar la presión de fondo al final del cuarto período a la rata actual de producción. Res.: 8289 BPD.

4.20. Calcular la rata diaria de inyección de agua requerida para estabilizar la presión de fondo a 3200 lpca si la rata de producción es la misma del caso anterior. Res.: 12.690 BPD.

4.21. Calcular el aumento en la presión del yacimiento con tiempo si las operaciones de inyección comienzan al final del cuarto período con una rata de 12.690 BPD. Res.: 526 días hasta 3100 lpca; 981 días de 3100 a 3150 lpca; 946 días de 3150 a 3175 lpca.

4.22. Calcular los índices de empuje o de desplazamiento para el campo Rockwell al final del cuarto período. Res.: $DDI=0,387$; $SDI=0,266$; $WDI=0,347$ (Índices de empuje de depleción, de empuje de segregación y de empuje hidrostático, respectivamente).

4.23. a) Asumiendo que no ocurre segregación gravitacional del gas libre en la zona de petróleo del campo Rockwell y que la razón gas-petróleo de producción se aproxima a la razón inicial gas en solución-petróleo, demostrar que la saturación de gas en la zona de petróleo será aproximadamente 10 por ciento si la presión cae a 2625 lpca.

b) Si las pruebas de laboratorio con los núcleos indican una saturación crítica de gas de sólo unas pocas unidades por ciento para la caliza Reynolds, ¿qué predicciones puede hacerse para el comportamiento del yacimiento, si la presión cae a 2625 lpca?

4.24. Calcular la presión de estabilización del yacimiento sin inyección de agua, si se mantiene la actual rata de producción

de 12.300 BF/día con una razón gas-petróleo de 972 PCS/BF, y 2146 BAPD. Sugerencia: Igualar la rata diaria de vaciamiento a la diaria de intrusión, expresadas en términos de presión y de los factores volumétricos de los fluidos. Asumir que B_w permanece igual a 1,025 bl/BF. Encontrar por tanteo la combinación de presión y factores volumétricos que hagan válida la ecuación de balance de materiales. Res.: 2793 lpcá.

REFERENCIAS

- ¹ *Petroleum Reservoir Efficiency and Well Spacing* (New Jersey: Standard Oil Development Company, 1934), p. 24.
- ² Ralph J. Schilthuis, "Active Oil and Reservoir Energy", *Trans. AIME* (1936), 118, 33.
- ³ L. D. Woody, Jr., y Robert Moscrip III, "Performance Calculations for Combination Drive Reservoirs", *Trans. AIME* (1956), 207, 129.
- ⁴ Denton R. Wieland y Harvey T. Kennedy, "Measurements of Bubble Frequency in Cores", *Trans. AIME* (1957), 210, 125.
- ⁵ Charles A. Hutchinson, "Effect of Data Errors on Typical Engineering Calculations", presentado ante la reunión del AIME, Sección de Petróleo, de Oklahoma City, 1951.
- ⁶ Sylvain J. Pirson, *Elements of Oil Reservoir Engineering*, 2nd Ed. (Nueva York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1958), pp. 635-693.
- ⁷ George R. Elliott, "Behavior and Control of Natural Water-Drive Reservoirs", *Trans. AIME* (1946), 165, 206.
- ⁸ A. F. van Everdingen; E. H. Timmerman y J. J. McMahon, "Application of the Material Balance Equation to a Partial Water Drive Reservoir", *Trans. AIME* (1953), 198, 52-53.
- ⁹ Kaj L. Nielsen, *Methods in Numerical Analysis* (Nueva York: The Macmillan Company, 1956), cap. VIII.
- ¹⁰ H. H. Rachford, Jr., y W. P. Schultz, "Some Useful Tables for Approximating Smooth Curves by Fifth-And-Lower Degree Polynomials", *Trans. AIME* (1955), 204, 289-290.
- ¹¹ Charles B. Carpenter; H. J. Shroeder y Alton B. Cook, "Magnolia Oil Field, Columbia County, Arkansas", R. I. 3720, *U. S. Bureau of Mines* (1943), pp. 46, 47, 82.
- ¹² Alton B. Cook, G. B. Spencer, F. P. Bobrowski y Tim Chin, "Changes in Gas-Oil Ratios with Variations in Separator Pressures and Temperatures", *The Petroleum Engineer*, March 1954, 26, N.º 3, pp. B 77-B 82.
- ¹³ Alton B. Cook, G. B. Spencer, F. P. Bobrowski y Tim Chin, "A New Method of Determining Variations in Physical Properties in a Reservoir, with Application to the Scurry Reef Field, Scurry County, Texas", *Bureau of Mines*, R. I. 5106, February 1955, pp. 10-11.
- ¹⁴ C. R. Dodson, D. Goodwill y E. H. Mayer, "Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems", *Trans. AIME* (1953), 198, 287.
- ¹⁵ Frank O. Reudelhuber, "Sampling Procedures for Oil Reservoir Fluids", *Journal of Petroleum Technology*, December 1957, 9, N.º 12, 15.
- ¹⁶ Harvey T. Kennedy, Stephen G. Dardaganian y John L. Clanton, "Equilibrium Calculations on the Kelly-Snyder Reservoir", presentado ante la Permian Basin Oil Recovery Conference, April 18, 1957, p. 92.
- ¹⁷ R. H. Jacoby y V. J. Berry, Jr., "A Method for Predicting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil", *Trans. AIME* (1957), 201, 27.

¹⁸ Alton B. Cook, G. B. Spencer y F. P. Bobrowski, "Special Consideration in Predicting Reservoir Performance of Highly Volatile Type Oil Reservoirs", *Trans. AIME* (1951), 192, 37-46.

¹⁹ F. O. Reudelhuber y Richard F. Hinds, "A Compositional Material Balance Method for Prediction of Recovery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoirs", *Trans., AIME* (1957), 19-26.

²⁰ *Instruction Manual for Operating Humble Subsurface Sample Equipment* (Tulsa: Engineering Product Inc.), pp. 31-33.

²¹ M. B. Standing, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems* (Nueva York: Reinhold Publishing Corporation, 1952), p. 78.

²² W. O. Keller, G. W. Tracy y R. P. Roe, "Effects of Permeability on Recovery Efficiency by Gas Displacement", *Drilling and Production Practice*, API (1949), p. 218.

²³ Edgar Kraus, "MER—A History", *Drilling and Production Practice*, API (1947), pp. 108-110.

²⁴ Stewart E. Buckley, *Petroleum Conservation* (Nueva York: American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1951), pp. 151-163.

V. INTRUSION DE AGUA

1. INTRODUCCIÓN

Muchos yacimientos están limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua, denominadas *acuíferos* (latín: "aqua"-agua; "ferre"-llevar). Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita, bajo todo punto de vista práctico. También pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede considerarse insignificante. El propio acuífero puede estar totalmente limitado por una roca impermeable, de manera que el yacimiento y acuífero forman juntos una unidad volumétrica o cerrada (fig. 5.37). Por otra parte, el yacimiento puede aflorar en uno o más lugares donde puede reabastecerse de aguas superficiales (fig. 5.27). Por último, pueden existir acuíferos prácticamente horizontales con el yacimiento adyacente, o, inclusive, en el caso del borde de cuencas estructurales, puede encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a: (a) expansión de agua, (b) expansiones de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero (Sec. 9), (c) compresibilidad de la roca del acuífero, y (d) flujo artesiano, donde el acuífero se eleva por encima del nivel del yacimiento, aflore o no, y bien si el afloramiento es reabastecido por aguas superficiales o no.

Desde el punto de vista analítico, el acuífero puede considerarse una unidad independiente que suministra agua al yacimiento debido a las variaciones con tiempo de la *presión en el límite*, es decir, la presión promedia en el contacto petróleo-agua o gas-agua. La presión en el límite, por lo general, es más alta que la presión promedia del yacimiento; sin embargo, algunos casos no presentan

diferencia alguna entre las dos, y la presión promedia del yacimiento se emplea como la presión promedia en el límite. La intrusión de agua, W_e , y la rata de intrusión de agua, dW_e/dt , han sido expresadas correctamente en muchos casos como funciones de la presión en el límite p y del tiempo t , por las siguientes ecuaciones:

(a) Ecuación de Schilthuis ^{*,1} de estado continuo:

$$\left. \begin{aligned} W_e &= k \int_0^t (p_i - p) dt \\ \frac{dW_e}{dt} &= k(p_i - p) \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

donde k es la *constante de intrusión de agua* en barriles por día por lpc y $(p_i - p)$ la caída de presión en el límite, en lpc.

(b) Ecuación de Hurst ² de estado continuo modificado.

$$\left. \begin{aligned} W_e &= c \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log at} \\ \frac{dW_e}{dt} &= \frac{c(p_i - p)}{\log at} \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

c es la constante de intrusión de agua en barriles por día por lpc; $(p_i - p)$ es la caída en presión en el límite, en lpc, y a es una constante de conversión de tiempo que depende de las unidades del tiempo t .

(c) Ecuación de van Everdingen y Hurst ³ de estado no continuo.

$$W_e = B \sum_0^t \Delta p \times Q(t) \quad (5.3)$$

donde B es la constante de intrusión de agua en barriles por libra por pulgada cuadrada, Δp es el decremento de presión en lpc, y $Q(t)$ es la intrusión de agua adimensional, a su vez, función del tiempo adimensional. Aunque un estudio de la clase de varios acuíferos respalda estas expresiones analíticas, de antemano no puede decirse con seguridad que una de las tres expresiones represente adecuadamente la intrusión de agua en un yacimiento particular, y

* Las referencias a través del libro se incluyen al final de cada capítulo.

deben hacerse estudios detallados para determinar la expresión más adecuada.

2. ANALOGÍA HIDROSTÁTICA DE INTRUSIÓN DE AGUA

La figura 5.1 presenta dos tanques conectados entre sí por una tubería llena de arena; un tanque representa el yacimiento; el otro, el acuífero. Inicialmente ambos tanques se llenan a un mismo nivel y tienen la misma presión p_i . Cuando el tanque-yacimiento se pro-

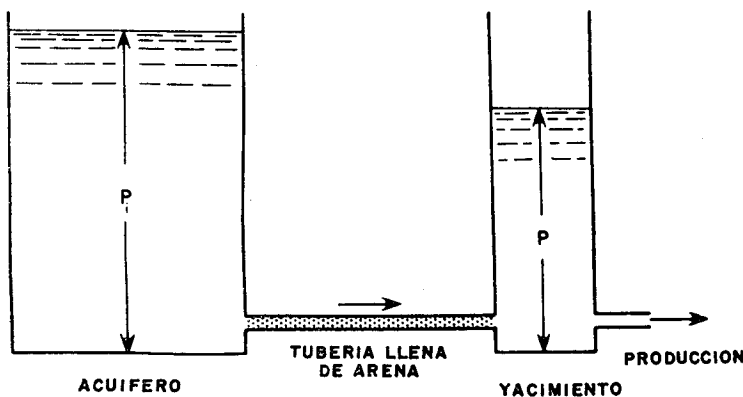


FIG. 5.1.—Analogía hidráulica de intrusión de agua en estado de flujo continuo en un yacimiento.

duce a una rata constante, la presión cae rápidamente al principio. En cualquier momento, cuando la presión ha disminuido a un valor p , la rata de intrusión de agua, según la ley de Darcy (Ec. 6.1), será proporcional a la permeabilidad de la arena en la tubería, al área de la sección transversal y a la caída de presión ($p_i - p$); e inversamente proporcional a la viscosidad del agua y a la longitud de la tubería, siempre y cuando la presión del acuífero permanezca constante. Esta presión permanecerá constante si se reemplaza el agua salida del tanque-acuífero, o aproximadamente constante si el tanque-acuífero es considerablemente mayor que el tanque-yacimiento. La rata máxima de intrusión de agua ocurre cuando $p=0$, y si es mayor que la rata volumétrica de vaciamiento del yacimiento, entonces a alguna presión intermedia las ratas de intrusión y vaciamiento serán iguales y la presión del yacimiento se estabilizará. Esta analogía de la intrusión de agua en estado continuo en un yacimiento se expresa analíticamente por la Ec. (5.1), donde la cons-

tante k depende de la permeabilidad y dimensiones del acuífero y de la viscosidad promedio del agua en el acuífero.

Si en el modelo de la figura 5.1, el tanque-acuífero no es suficientemente grande o no es reabastecido a medida que suministra agua al tanque-yacimiento, a medida que la producción toma lugar, el nivel p_i en el acuífero descenderá, lo mismo que el potencial o actividad del acuífero. En algunos yacimientos esta disminución es exponencial y puede aproximarse por la Ec. (5.2), donde el valor descendente de k está representado por $c/\log at$. En este caso la presión del yacimiento no podrá nunca estabilizarse por completo a una rata de producción constante, y siempre disminuirá a una rata que depende de las dimensiones relativas del yacimiento y del acuífero, de la rata de producción y de la resistencia ofrecida al flujo por la tubería de conexión.

La figura 5.2 presenta una analogía hidrostática de una intrusión de agua en estado no continuo, donde al tanque-yacimiento a la derecha se le ha conectado una serie de tanques cuyos diámetros

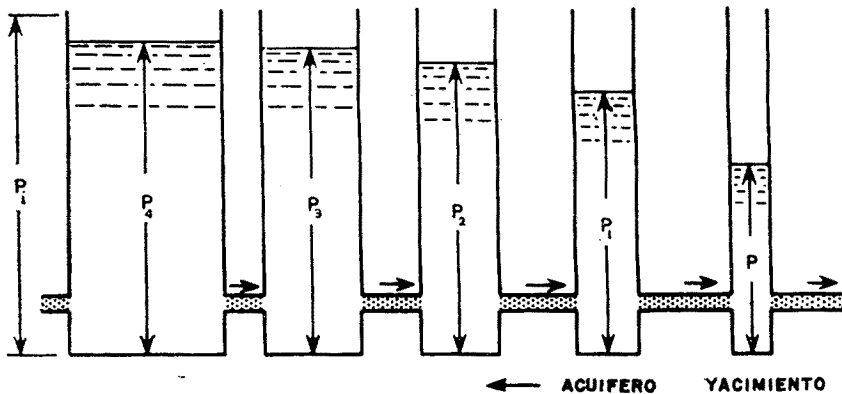


FIG. 5.2.—Analogía hidráulica de intrusión de agua en estado de flujo no continuo en un yacimiento.

van aumentando gradualmente y están unidos por una tubería llena de arena de diámetro y permeabilidad constante, pero cuya longitud disminuye entre los tanques de mayor diámetro. Inicialmente, todos los tanques se llenaron a un nivel común o presión p_i . A medida que la producción avanza, la presión del tanque-yacimiento disminuye, produciendo una intrusión de agua del tanque 1, lo que a la vez causa una caída de presión en el tanque 1. La caída de presión en el tanque 1 induce a la vez una intrusión de agua proveniente del

tanque 2, y así sucesivamente. Es evidente que la caída de presión en los tanques-acuíferos no será uniforme, sino que variará con tiempo, la rata de producción variará en la forma ilustrada en la figura 5.3 para el caso de una rata de producción constante del yacimiento, y en la figura 5.4 para el caso de una presión constante del yacimiento.

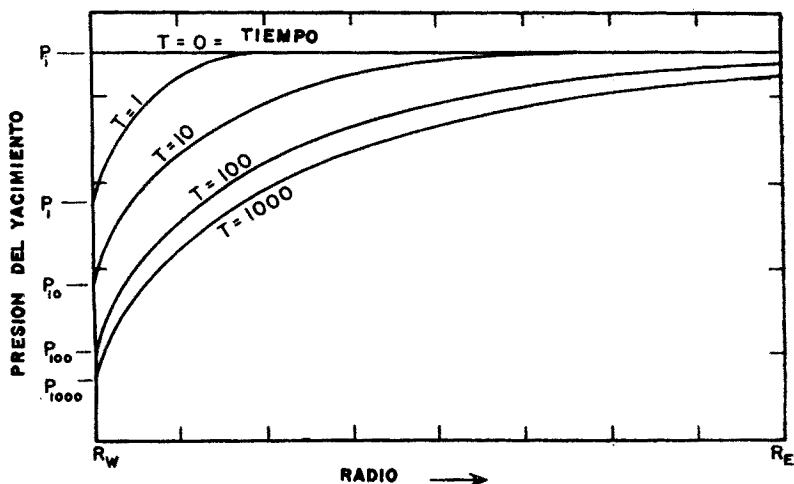


FIG. 5.3.—Distribuciones de presión en un acuífero a diferentes tiempos, para una rata constante de intrusión de agua a través de una circunferencia de radio r_w .

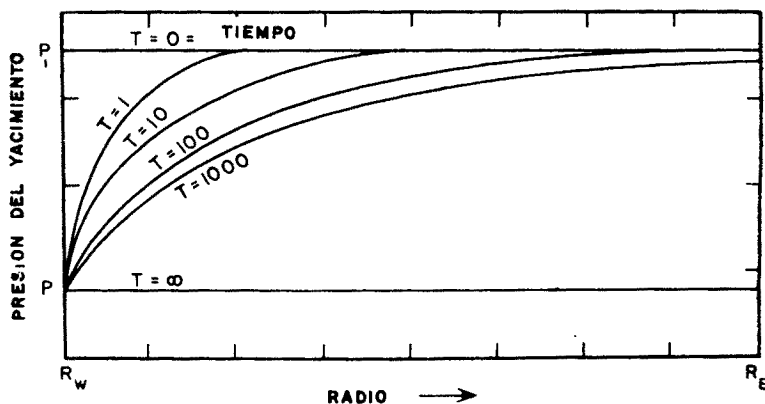


FIG. 5.4.—Distribuciones de presión en un acuífero a diferentes períodos de tiempo, para una presión constante en el límite a un radio r_u .

Aún existiendo un número infinito de tanques-acuíferos es evidente que la presión del yacimiento no podrá nunca estabilizarse por completo a una rata de producción constante, porque parte cada vez mayor de la intrusión de agua proviene de una distancia también cada vez mayor. Este efecto está representado en una disminución del valor k en la Ec. (5.1). Dicha disminución en el potencial o actividad del acuífero está incluido en las expresiones de intrusión de agua de las Ecs. (5.2) y (5.3).

3. DETERMINACIÓN DE LA INTRUSIÓN DE AGUA POR MEDIO DE LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

Consideremos un yacimiento circular de radio r_w , en un acuífero circular, horizontal de radio r_e , donde el espesor, permeabilidad, porosidad y compresibilidades de la roca y del agua son uniformes. El sistema puede representarse por la analogía hidráulica de la figura 5.2, considerando el acuífero formado por una serie de elementos cilíndricos y concéntricos, como se indica en la figura 5.5. Los volúmenes de los tanques son proporcionales a los volúmenes cilíndricos de los elementos, y representan el volumen de agua que cada elemento puede suministrar por dilatación del agua y compresibilidad de la roca, debido a la caída de presión de p_i a cero, en lugar de representar el volumen total de agua en cada elemento. Ya que la resistencia al flujo entre los elementos sucesivos disminuye con el aumento en el área de la sección transversal, las longitudes de los tubos llenos de arena varían inversamente con sus radios.

Aunque los modelos hidráulicos y eléctricos analógicos (discutidos en la sec. 7) son prácticos en el estudio del comportamiento de acuíferos, es importante poder calcular el comportamiento de un acuífero en base a las variaciones con tiempo de la presión promedia en el límite. La ecuación de difusividad en forma radial, Ec. (6.50), expresa la relación entre la presión, radio y tiempo para un sistema radial como el de la figura 5.5, donde el potencial desplazante del sistema es la expansión del agua y compresibilidad de la roca, o

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}$$

donde p , r y t son presión, radio y tiempo, respectivamente, y η es la constante de difusividad. $\eta = k/\mu\phi c_e$, donde k = permeabilidad, μ = viscosidad, ϕ = porosidad y c_e es la compresibilidad efectiva del

agua, que para un acuífero es la suma de las compresibilidades de la formación y del agua, $c_f + c_w$. La solución de la ecuación de difusividad expresa la presión en cualquier elemento como función de las variaciones de tiempo en la presión del límite del yacimiento. Si se conoce la presión en cada elemento, se puede calcular el agua suministrada por cada elemento cuando se reduce la presión de su valor inicial p_i , a una presión cualquiera. La dilatación del agua del enésimo elemento cilíndrico se calcula de

$$\Delta V_n = c_e \times V \times \Delta p = c_e \times \pi(r_{n+1}^2 - r_n^2) \times \phi \times h \times (p_i - p_n) \quad (5.4)$$

Por último, la intrusión acumulativa o total de agua, W_e , proveniente de todos los elementos es igual a la suma del agua dilatada de cada uno de ellos. Como puede verse, el trabajo de estos cálculos es largo y tedioso, aun para el caso que la solución de la ecuación de difusividad fuese una simple forma matemática, que no lo es. La situación se complica aún más, ya que la presión en el límite no es función uniforme del tiempo, sino que varía según los cambios en la rata de vaciamiento del yacimiento.

Afortunadamente, van Everdingen y Hurst³ resolvieron la ecua-

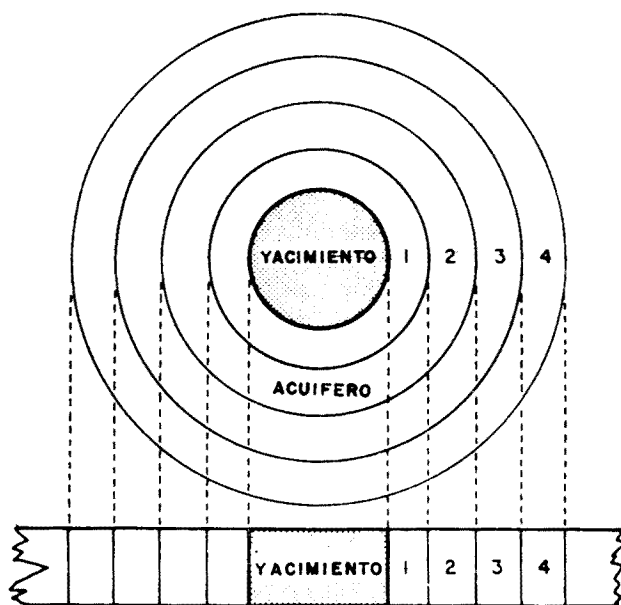


FIG. 5.5.—Elementos cilíndricos de un acuífero que rodea un yacimiento circular.

ción de difusividad y presentaron sus resultados en forma práctica. Su solución a la forma radial de la ecuación se presenta en las tablas 5.1 y 5.2 para varias razones del tamaño del acuífero al tamaño del yacimiento, expresadas por la razón de sus radios r_e/r_w . Las figuras 5.6-5.9 son gráficos construidos con algunos de los valores presentados en forma tabular. Los datos están dados en función de tiempo *adimensional*, t_D , e intrusión de agua *adimensional*, $Q(t)$, de manera que un solo conjunto de valores es suficiente para todos los acuíferos cuyos comportamientos pueden representarse por la forma radial de la ecuación de difusividad. Las tablas 5.1 y 5.2 pueden considerarse similares a las tablas logarítmicas, que son soluciones de la ecuación diferencial $dy=dx/x$, o $y=\ln x$.

Un ejemplo ilustrará el origen y empleo de las soluciones de van Everdingen y Hurst para la forma radial de la ecuación de difusividad, considerando un acuífero circular concéntrico alrededor de un yacimiento circular horizontal cuya presión inicial es p_i . Si la presión disminuye instantáneamente y se mantiene constante en p_1 a tiempo $t=0$, la variación en la presión se extenderá hacia el acuífero, como se ilustra en la figura 5.4, a una rata que depende de la constante de difusividad, $k/\mu\phi c_e$. Después de un período suficientemente largo, la presión a través del acuífero será p_1 y la intrusión de agua puede calcularse con la Ec. (5.4), como se indica en el Ej. 5.1.

Ejemplo 5.1. a) Calcular el volumen de agua que un acuífero con un radio de 30.000 pies puede suministrar a un yacimiento con un radio de 3.000 pies, debido a las compresibilidades del agua y de la roca, si la caída de presión a través del acuífero es de 1.000 lpc. Asumir: $\phi=0,20$; $c_w=3 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $c_f=5 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $c_e=c_w+c_f=8 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $h=40$ p; $S_w(\text{yacimiento})=0,25$ del volumen poroso. Sustituyendo en la Ec. (5.4)

$$\Delta V = 8 \times 10^{-6} \times 3,1416 \times (30.000^2 - 3.000^2) \times 0,20 \times 40 \times 1000 \\ = 179,1 \times 10^6 \text{ p}^3.$$

b) Comparar la intrusión disponible con el volumen inicial disponible para hidrocarburos en el yacimiento.

$$V_{hc} = \pi r_w^2 \times h \times \phi \times (1 - S_w) \\ = 3,1416 \times 3.000^2 \times 40 \times 0,20 \times 0,75 \\ = 169,6 \times 10^6 \text{ p}^3.$$

Aunque este ejemplo indica que a una disminución uniforme de 1000 lpc, el acuífero puede proveer mayor cantidad de agua al yacimiento que el volumen inicial disponible para hidrocarburos, no

TABLA 5.1. Valores adimensionales de intrusión de agua, $Q(t)$, para

Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$
0,00	0,000	79	35,697	455	150,249	1190	340,843	3250	816,090	35.000	6.780,247		
0,01	0,112	80	36,058	460	151,640	1200	343,308	3300	827,088	40.000	7.650,096		
0,05	0,278	81	36,418	465	153,029	1210	345,770	3350	838,067	50.000	9.363,099		
0,10	0,404	82	36,777	470	154,416	1220	348,230	3400	849,028	60.000	11.047,299		
0,15	0,520	83	37,136	475	155,801	1225	349,460	3450	859,974	70.000	12.708,358		
0,20	0,606	84	37,494	480	157,184	1230	350,688	3500	870,903	75.000	13.531,457		
0,25	0,689	85	37,851	485	158,565	1240	353,144	3550	881,816	80.000	14.350,121		
0,30	0,758	86	38,207	490	159,945	1250	355,597	3600	892,712	90.000	15.975,389		
0,40	0,898	87	38,563	495	161,322	1260	358,048	3650	903,594	100.000	17.586,284		
0,50	1,020	88	38,919	500	162,698	1270	360,496	3700	914,459	125.000	21.560,732		
0,60	1,140	89	39,272	510	165,444	1275	361,720	3750	925,309	1,5(10) ⁵	2,538(10) ⁴		
0,70	1,251	90	39,626	520	168,183	1280	362,942	3800	936,144	2,0 "	3,308 "		
0,80	1,359	91	39,979	525	169,549	1290	365,386	3850	946,966	2,5 "	4,066 "		
0,90	1,469	92	40,331	530	170,914	1300	367,828	3900	957,773	3,0 "	4,817 "		
1	1,569	93	40,684	540	173,639	1310	370,267	3950	968,566	4,0 "	6,267 "		
2	2,447	94	41,034	550	176,357	1320	372,704	4000	979,344	5,0 "	7,699 "		
3	3,202	95	41,385	560	179,069	1325	373,922	4050	990,108	6,0 "	9,113 "		
4	3,893	96	41,735	570	181,774	1330	375,139	4100	1000,858	7,0 "	1,051(10) ⁵		
5	4,539	97	42,084	575	183,124	1340	377,572	4150	1011,595	8,0 "	1,189 "		
6	5,153	98	42,433	580	184,473	1350	380,003	4200	1022,318	9,0 "	1,326 "		
7	5,743	99	42,781	590	187,166	1360	382,432	4250	1033,028	1,0(10) ⁶	1,462 "		
8	6,314	100	43,129	600	189,852	1370	384,859	4300	1043,724	1,5 "	2,126 "		
9	6,869	105	44,858	610	192,533	1375	386,070	4350	1054,409	2,0 "	2,781 "		
10	7,411	110	46,574	620	195,208	1380	387,283	4400	1065,082	2,5 "	3,427 "		
11	7,940	115	48,277	625	196,544	1390	389,705	4450	1075,743	3,0 "	4,064 "		
12	8,457	120	49,968	630	197,878	1400	392,125	4500	1086,390	4,0 "	5,313 "		
13	8,964	125	51,648	640	200,542	1410	394,543	4550	1097,024	5,0 "	6,544 "		
14	9,461	130	53,317	650	203,201	1420	396,959	4600	1107,646	6,0 "	7,761 "		
15	9,949	135	54,976	660	205,854	1425	398,167	4650	1118,257	7,0 "	8,965 "		
16	10,434	140	56,625	670	208,502	1430	399,373	4700	1128,854	8,0 "	1,016(10) ⁶		
17	10,913	145	58,265	675	209,825	1440	401,786	4750	1139,439	9,0 "	1,134 "		
18	11,386	150	59,895	680	211,145	1450	404,197	4800	1150,012	1,0(10) ⁷	1,252 "		
19	11,855	155	61,517	690	213,784	1460	406,606	4850	1160,574	1,5 "	1,828 "		
20	12,319	160	63,131	700	216,417	1470	409,013	4900	1171,125	2,0 "	2,398 "		
21	12,778	165	64,737	710	219,046	1475	410,214	4950	1181,666	2,5 "	2,961 "		
22	13,233	170	66,336	720	221,670	1480	411,418	5000	1192,198	3,0 "	3,517 "		
23	13,684	175	67,928	725	222,980	1490	413,820	5100	1213,222	4,0 "	4,610 "		
24	14,131	180	69,512	730	224,289	1500	416,220	5200	1234,203	5,0 "	5,689 "		
25	14,573	185	71,090	740	226,904	1525	422,214	5300	1255,141	6,0 "	6,758 "		
26	15,013	190	72,661	750	229,514	1550	428,196	5400	1276,037	7,0 "	7,816 "		
27	15,450	195	74,226	760	232,120	1575	434,168	5500	1296,893	8,0 "	8,886 "		
28	15,883	200	75,785	770	234,721	1600	440,128	5600	1317,709	9,0 "	9,911 "		
29	16,313	205	77,338	775	236,020	1625	446,077	5700	1338,486	1,0(10) ⁸	1,095(10) ⁷		
30	16,742	210	78,886	780	237,318	1650	452,016	5800	1359,225	1,5 "	1,604 "		
31	17,167	215	80,428	790	239,912	1675	457,945	5900	1379,927	2,0 "	2,108 "		

valores adimensionales de tiempo t_D .—Acuíferos de extensión infinita

Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$
32	17,590	220	81,965	800	242,501	1700	463,863	6000	1400,593	2,5(10) ⁸	2,606(10) ⁷		
33	18,011	225	83,497	810	245,086	1725	469,771	6100	1421,224	3,0 "	3,100 "		
34	18,429	230	85,023	820	247,668	1750	475,669	6200	1441,820	4,0 "	4,071 "		
35	18,845	235	86,545	825	248,957	1775	481,558	6300	1462,383	5,0 "	5,032 "		
36	19,259	240	88,062	830	250,245	1800	487,437	6400	1482,912	6,0 "	5,984 "		
37	19,671	245	89,575	840	252,819	1825	493,307	6500	1503,408	7,0 "	6,928 "		
38	20,080	250	91,084	850	255,388	1850	499,167	6600	1523,872	8,0 "	7,865 "		
39	20,488	255	92,589	860	257,953	1875	505,019	6700	1544,305	9,0 "	8,797 "		
40	20,894	260	94,090	870	260,515	1900	510,861	6800	1564,706	1,0(10) ⁹	9,725 "		
41	21,298	265	95,588	875	261,795	1925	516,695	6900	1585,077	1,5 "	1,429(10) ⁸		
42	21,701	270	97,081	880	263,073	1950	522,520	7000	1605,418	2,0 "	1,880 "		
43	22,101	275	98,571	890	265,629	1975	528,337	7100	1625,729	2,5 "	2,328 "		
44	22,500	280	100,057	900	268,181	2000	534,145	7200	1646,011	3,0 "	2,771 "		
45	22,897	285	101,540	910	270,729	2025	539,945	7300	1666,265	4,0 "	3,645 "		
46	23,291	290	103,019	920	273,274	2050	545,737	7400	1686,490	5,0 "	4,510 "		
47	23,684	295	104,495	925	274,545	2075	551,522	7500	1706,688	6,0 "	5,368 "		
48	24,076	300	105,968	930	275,815	2100	557,299	7600	1726,859	7,0 "	6,220 "		
49	24,466	305	107,437	940	278,353	2125	563,068	7700	1747,002	8,0 "	7,066 "		
50	24,855	310	108,904	950	280,888	2150	568,830	7800	1767,120	9,0 "	7,909 "		
51	25,244	315	110,367	960	283,420	2175	574,585	7900	1787,212	1,0(10) ¹⁰	8,747 "		
52	25,633	320	111,827	970	285,948	2200	580,332	8000	1807,278	1,5 "	1,288(10) ⁹		
53	26,020	325	113,284	975	287,211	2225	586,072	8100	1827,319	2,0 "	1,697 "		
54	26,406	330	114,738	980	288,473	2250	591,806	8200	1847,336	2,5 "	2,103 "		
55	26,791	335	116,189	990	290,995	2275	597,532	8300	1867,329	3,0 "	2,505 "		
56	27,174	340	117,638	1000	293,514	2300	603,252	8400	1887,298	4,0 "	3,299 "		
57	27,555	345	119,083	1010	296,030	2325	608,965	8500	1907,243	5,0 "	4,087 "		
58	27,935	350	120,526	1020	298,543	2350	614,672	8600	1927,166	6,0 "	4,868 "		
59	28,314	355	121,966	1025	299,799	2375	620,372	8700	1947,065	7,0 "	5,643 "		
60	28,691	360	123,403	1030	301,053	2400	626,066	8800	1966,942	8,0 "	6,414 "		
61	29,068	365	124,838	1040	303,560	2425	631,755	8900	1986,796	9,0 "	7,183 "		
62	29,443	370	126,270	1050	306,065	2450	637,437	9000	2006,628	1,0(10) ¹¹	7,948 "		
63	29,818	375	127,699	1060	308,567	2475	643,113	9100	2026,438	1,5 "	1,17(10) ¹⁰		
64	30,192	380	129,126	1070	311,066	2500	648,781	9200	2046,227	2,0 "	1,55 "		
65	30,565	385	130,550	1075	312,314	2550	660,093	9300	2065,996	2,5 "	1,92 "		
66	30,937	390	131,972	1080	313,562	2600	671,379	9400	2085,744	3,0 "	2,29 "		
67	31,308	395	133,391	1090	316,055	2650	682,640	9500	2105,473	4,0 "	3,02 "		
68	31,679	400	134,808	1100	318,545	2700	693,877	9600	2125,184	5,0 "	3,75 "		
69	32,048	405	136,223	1110	321,032	2750	705,090	9700	2144,878	6,0 "	4,47 "		
70	32,417	410	137,635	1120	323,517	2800	716,280	9800	2164,555	7,0 "	5,19 "		
71	32,785	415	139,045	1125	324,760	2850	727,449	9900	2184,216	8,0 "	5,89 "		
72	33,151	420	140,453	1130	326,000	2900	738,598	10,000	2203,861	9,0 "	6,58 "		
73	33,517	425	141,859	1140	328,480	2950	749,725	12,500	2688,967	1,0(10) ¹²	7,28 "		
74	33,883	430	143,262	1150	330,958	3000	760,833	15,000	3164,780	1,5 "	1,08(10) ¹¹		
75	34,247	435	144,664	1160	333,433	3050	771,922	17,500	3633,368	2,0 "	1,42 "		
76	34,611	440	146,064	1170	335,906	3100	782,992	20,000	4095,800				
77	34,974	445	147,461	1175	337,142	3150	794,042	25,000	5005,726				
78	35,336	450	148,856	1180	338,376	3200	805,075	30,000	5899,508				

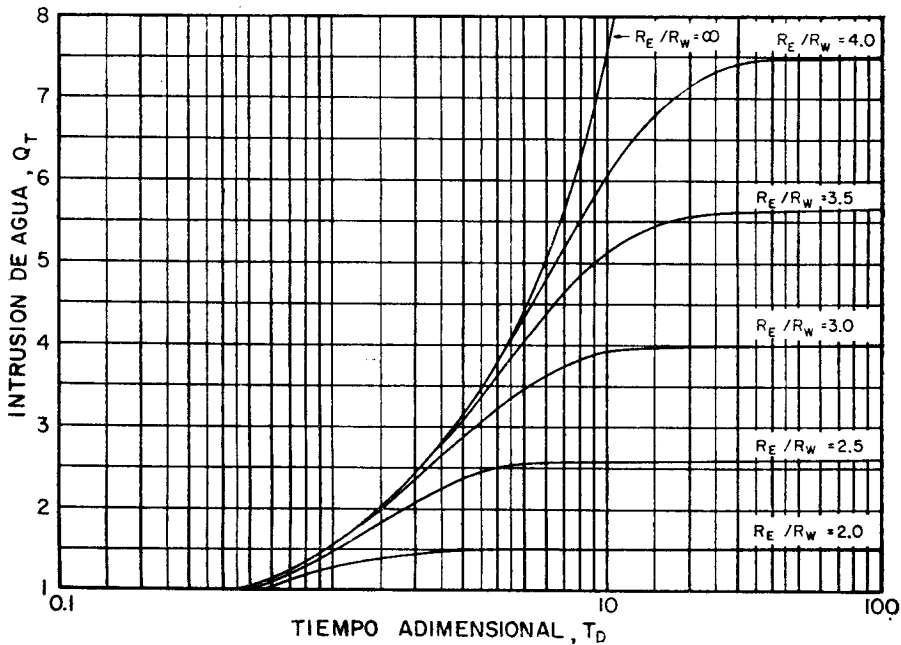


FIG. 5.6.—Valores adimensionales de tasas de intrusión, $Q(t)$, para valores de tiempo adimensional, t_D , y diferentes razones r_e/r_u . Acuífero de extensión limitada.

indica la rata a que la intrusión ocurre. Por ejemplo, si la permeabilidad del acuífero es muy baja, proveerá sólo un pequeño volumen de agua al yacimiento durante su vida productiva, convirtiéndolo, por consiguiente, en un yacimiento de producción de empuje por depleción, es decir, empuje por gas en solución.

Mientras que el agua proveniente del acuífero entra al yacimiento a una rata decreciente, como resultado de la primera caída de presión $\Delta p_1 = p_i - p_1$, impóngase en el límite del yacimiento una segunda caída de presión $\Delta p_2 = p_1 - p_2$ (no $p_i - p_2$) a un tiempo p_1 . Se ha probado que el acuífero seguirá reaccionando a la primera caída de presión como si la segunda no hubiese ocurrido, y además, reaccionará a la segunda caída de presión como si la primera no hubiese ocurrido³. El efecto total o neto es la suma de las dos, como lo ilustra la figura 5.10, donde, por simplicidad, $\Delta p_1 = \Delta p_2$ y $t_2 = 2 \times t_1$. Las curvas superior y del medio representan la distribución de presión en el acuífero debido únicamente a la primera caída de presión, a los tiempos t_1 y t_2 , respectivamente. La curva superior

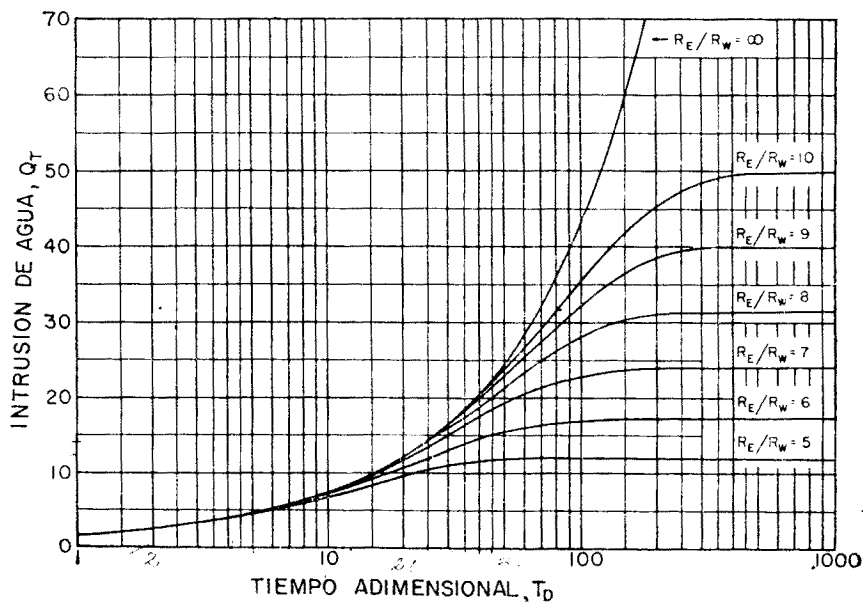


FIG. 5.7.—Valores adimensionales de ratas de intrusión $Q(t)$ para valores de tiempo adimensional, t_D , y diferentes razones r_e/r_w . Acuífero de extensión limitada.

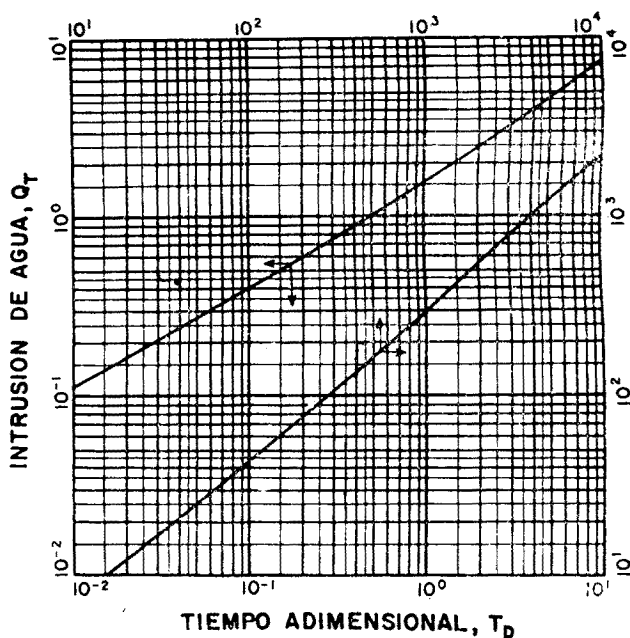


FIG. 5.8.—Valores adimensionales de ratas de intrusión $Q(t)$ para valores de tiempo adimensional t_D para acuíferos de extensión infinita.

TABLA 5.2. Valores adimensionales de intrusión de agua $Q(t)$ para diferentes

$r_e/r_w=1.5$		$r_e/r_w=2.0$		$r_e/r_w=2.5$		$r_e/r_w=3.0$		$r_e/r_w=3.5$		$r_e/r_w=4.0$		$r_e/r_w=4.5$	
Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$	Tiempo adimensional, t_D	Intrusión de agua adimensional, $Q(t)$
5,0(10) ⁻²	0,276	5,0(10) ⁻²	0,278	1,0(10) ⁻¹	0,408	3,0(10) ⁻¹	0,755	1,00	1,571	2,00	2,442	2,5	2,835
6,0 "	0,304	7,5 "	0,345	1,5 "	0,509	4,0 "	0,895	1,20	1,761	2,20	2,598	3,0	3,196
7,0 "	0,330	1,0(10) ⁻¹	0,404	2,0 "	0,599	5,0 "	1,023	1,40	1,940	2,40	2,748	3,5	3,537
8,0 "	0,354	1,25 "	0,458	2,5 "	0,681	6,0 "	1,143	1,60	2,111	2,60	2,893	4,0	3,859
9,0 "	0,375	1,50 "	0,507	3,0 "	0,758	7,0 "	1,256	1,80	2,273	2,80	3,034	4,5	4,165
1,0(10) ⁻¹	0,395	1,75 "	0,553	3,5 "	0,829	8,0 "	1,363	2,00	2,427	3,00	3,170	5,0	4,454
1,1 "	0,414	2,00 "	0,597	4,0 "	0,897	9,0 "	1,465	2,20	2,574	3,25	3,334	5,5	4,727
1,2 "	0,431	2,25 "	0,638	4,5 "	0,962	1,00	1,563	2,40	2,715	3,50	3,493	6,0	4,986
1,3 "	0,446	2,50 "	0,678	5,0 "	1,024	1,25	1,791	2,60	2,849	3,75	3,645	6,5	5,231
1,4 "	0,461	2,75 "	0,715	5,5 "	1,083	1,50	1,997	2,80	2,976	4,00	3,792	7,0	5,464
1,5 "	0,474	3,00 "	0,751	6,0 "	1,140	1,75	2,184	3,00	3,098	4,25	3,932	7,5	5,684
1,6 "	0,486	3,25 "	0,785	6,5 "	1,195	2,00	2,353	3,25	3,242	4,50	4,068	8,0	5,892
1,7 "	0,497	3,50 "	0,817	7,0 "	1,248	2,25	2,507	3,50	3,379	4,75	4,198	8,5	6,089
1,8 "	0,507	3,75 "	0,848	7,5 "	1,299	2,50	2,646	3,75	3,507	5,00	4,323	9,0	6,276
1,9 "	0,517	4,00 "	0,877	8,0 "	1,348	2,75	2,772	4,00	3,628	5,50	4,560	9,5	6,453
2,0 "	0,525	4,25 "	0,905	8,5 "	1,395	3,00	2,886	4,25	3,742	6,00	4,779	10	6,621
2,1 "	0,533	4,50 "	0,932	9,0 "	1,440	3,25	2,990	4,50	3,850	6,50	4,982	11	6,930
2,2 "	0,541	4,75 "	0,958	9,5 "	1,484	3,50	3,084	4,75	3,951	7,00	5,169	12	7,208
2,3 "	0,548	5,00 "	0,983	1,0	1,526	3,75	3,170	5,00	4,047	7,50	5,343	13	7,457
2,4 "	0,554	5,50 "	1,028	1,1	1,605	4,00	3,247	5,50	4,222	8,00	5,504	14	7,680
2,5 "	0,559	6,00 "	1,070	1,2	1,679	4,25	3,317	6,00	4,378	8,50	5,653	15	7,880
2,6 "	0,565	6,50 "	1,108	1,3	1,747	4,50	3,381	6,50	4,516	9,00	5,790	16	8,060
2,8 "	0,574	7,00 "	1,143	1,4	1,811	4,75	3,439	7,00	4,639	9,50	5,917	18	8,365
3,0 "	0,582	7,50 "	1,174	1,5	1,870	5,00	3,491	7,50	4,749	10	6,035	20	8,611
3,2 "	0,588	8,00 "	1,203	1,6	1,924	5,50	3,581	8,00	4,846	11	6,246	22	8,809
3,4 "	0,594	9,00 "	1,253	1,7	1,975	6,00	3,656	8,50	4,932	12	6,425	24	8,968
3,6 "	0,599	1,00	1,295	1,8	2,022	6,50	3,717	9,00	5,009	13	6,580	26	9,097
3,8 "	0,603	1,1	1,330	2,0	2,106	7,00	3,767	9,50	5,078	14	6,712	28	9,200
4,0 "	0,606	1,2	1,358	2,2	2,178	7,50	3,809	10,00	5,138	15	6,825	30	9,283
4,5 "	0,613	1,3	1,382	2,4	2,241	8,00	3,843	11	5,241	16	6,922	34	9,404
5,0 "	0,617	1,4	1,402	2,6	2,294	9,00	3,894	12	5,321	17	7,004	38	9,481
6,0 "	0,621	1,6	1,432	2,8	2,340	10,00	3,928	13	5,385	18	7,076	42	9,532
7,0 "	0,623	1,7	1,444	3,0	2,380	11,00	3,951	14	5,435	20	7,189	46	9,565
8,0 "	0,624	1,8	1,453	3,4	2,444	12,00	3,967	15	5,476	22	7,272	50	9,586
		2,0	1,468	3,8	2,491	14,00	3,985	16	5,506	24	7,332	60	9,612
		2,5	1,487	4,2	2,525	16,00	3,993	17	5,531	26	7,377	70	9,621
		3,0	1,495	4,6	2,551	18,00	3,997	18	5,551	30	7,434	80	9,623
		4,0	1,499	5,0	2,570	20,00	3,999	20	5,579	34	7,464	90	9,624
		5,0	1,500	6,0	2,599	22,00	3,999	25	5,611	38	7,481	100	9,625
				7,0	2,613	24,00	4,000	30	5,621	42	7,490		
				8,0	2,619			35	5,624	46	7,494		
				9,0	2,622			40	5,625	50	7,497		
				10,0	2,624								

razones de los radios del acuífero y del yacimiento r_e/r_w . Acuíferos de extensión limitada

$r_e/r_w=5.0$		$r_e/r_w=6.0$		$r_e/r_w=7.0$		$r_e/r_w=8.0$		$r_e/r_w=9.0$		$r_e/r_w=10.0$	
Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$	Tiempo adi- men- sional, t_D	Intru- sión de agua adi- men- sional, $Q(t)$
3,0	3,195	6,0	5,148	9,00	6,861	9	6,861	10	7,417	15	9,965
3,5	3,542	6,5	5,440	9,50	7,127	10	7,398	15	9,945	20	12,32
4,0	3,875	7,0	5,724	10	7,389	11	7,920	20	12,26	22	13,22
4,5	4,193	7,5	6,002	11	7,902	12	8,431	22	13,13	24	14,09
5,0	4,499	8,0	6,273	12	8,397	13	8,930	24	13,98	26	14,95
5,5	4,792	8,5	6,537	13	8,876	14	9,418	26	14,79	28	15,78
6,0	5,074	9,0	6,795	14	9,341	15	9,895	28	15,59	30	16,59
6,5	5,345	9,5	7,047	15	9,791	16	10,361	30	16,35	32	17,38
7,0	5,605	10,0	7,293	16	10,23	17	10,82	32	17,10	34	18,16
7,5	5,854	10,5	7,533	17	10,65	18	11,26	34	17,82	36	18,91
8,0	6,094	11	7,767	18	11,06	19	11,70	36	18,52	38	19,65
8,5	6,325	12	8,220	19	11,46	20	12,13	38	19,19	40	20,37
9,0	6,547	13	8,651	20	11,85	22	12,95	40	19,85	42	21,07
9,5	6,760	14	9,063	22	12,58	24	13,74	42	20,48	44	21,76
10	6,965	15	9,456	24	13,27	26	14,50	44	21,09	46	22,42
11	7,350	16	9,829	26	13,92	28	15,23	46	21,69	48	23,07
12	7,706	17	10,19	28	14,53	30	15,92	48	22,26	50	23,71
13	8,035	18	10,53	30	15,11	34	17,22	50	22,82	52	24,33
14	8,339	19	10,85	35	16,39	38	18,41	52	23,36	54	24,94
15	8,620	20	11,16	40	17,49	40	18,97	54	23,89	56	25,53
16	8,879	22	11,74	45	18,43	45	20,26	56	24,39	58	26,11
18	9,338	24	12,26	50	19,24	50	21,42	58	24,88	60	26,67
20	9,731	25	12,50	60	20,51	55	22,46	60	25,36	65	28,08
22	10,07	31	13,74	70	21,45	60	23,40	65	26,48	70	29,29
24	10,35	35	14,40	80	22,13	70	24,98	70	27,52	75	30,49
26	10,59	39	14,93	90	22,63	80	26,26	75	28,48	80	31,61
28	10,80	51	16,05	100	23,00	90	27,28	80	29,36	85	32,67
30	10,98	60	16,56	120	23,47	100	28,11	85	30,18	90	33,66
34	11,26	70	16,91	140	23,71	120	29,31	90	30,93	95	34,60
38	11,46	80	17,14	160	23,85	140	30,08	95	31,63	100	35,48
42	11,61	90	17,27	180	23,92	160	30,58	100	32,27	120	38,51
46	11,71	100	17,36	200	23,96	180	30,91	120	34,39	140	40,89
50	11,79	110	17,41	500	24,00	200	31,12	140	35,92	160	42,75
60	11,91	120	17,45			240	31,34	160	37,04	180	44,21
70	11,96	130	17,46			280	31,43	180	37,85	200	45,36
80	11,98	140	17,48			320	31,47	200	38,44	240	46,95
90	11,99	150	17,49			360	31,49	240	38,17	280	47,94
100	12,00	160	17,49			400	31,50	280	39,56	320	48,54
120	12,00	180	17,50			500	31,50	320	39,77	360	48,91
		200	17,50					360	39,88	400	49,14
								400	39,94	440	49,28
								440	39,97	480	49,36
								480	39,98		

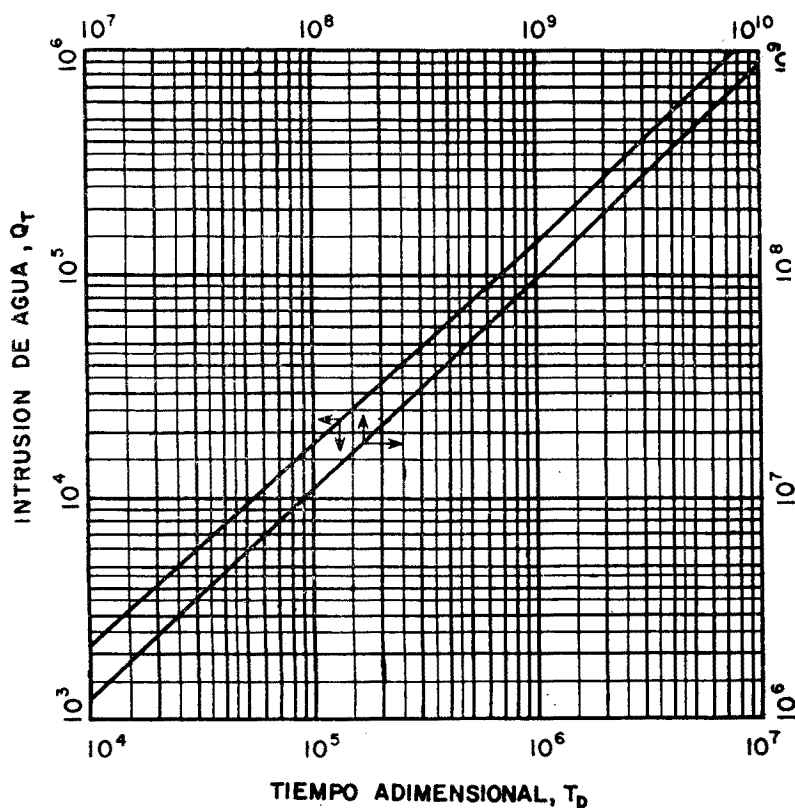


FIG. 5.9.—Valores adimensionales de ratas de intrusión $Q(t)$ para valores de tiempo adimensional, t_D , para acuíferos infinitos.

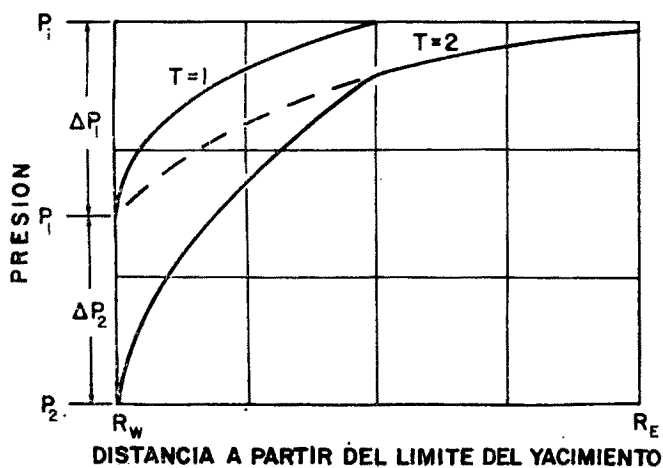


FIG. 5.10.—Distribuciones de presión en un acuífero como resultado de dos decrementos iguales de presión impuestas a iguales intervalos de tiempo.

también puede emplearse para representar la distribución de presión para sólo la segunda caída de presión al tiempo t_2 , porque en este caso implica $\Delta p_1 = \Delta p_2$ y $\Delta t_2 = \Delta t_1$. La curva inferior es la suma de las curvas superior y del medio. Las variaciones de presión en el límite pueden—en la práctica—aproximarse suficientemente por una serie de decrementos e incrementos (cuando la presión aumenta) instantáneos de presión, y el efecto neto sobre la intrusión de agua puede calcularse por medio de las soluciones a la ecuación de difusividad de van Everdingen y Hurst.

De las tablas 5.1 y 5.2 y figuras 5.6 a 5.9 se obtienen los valores de la intrusión de agua adimensional que entra en el yacimiento cuando ocurre una caída unitaria de presión a un tiempo adimensional, t_D , relacionado al tiempo real por

$$t_D = 6,323 \times 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu c_e r_w^2} \quad (5.5)$$

donde k =milidarcys, t =días, ϕ =porosidad en fracción, μ =centipoises, c_e =volumen poroso por lpc, y r_w =radio del yacimiento en pies. El tiempo adimensional se emplea con el fin de evitar cálculos diferentes para cada acuífero, en la misma forma que la figura 1.3 está construida en términos de temperaturas y presiones adimensionales o reducidas, de manera que sólo basta un gráfico para todas las mezclas de hidrocarburos. Por la misma razón, los valores de la intrusión de agua $Q(t)$ se da en términos de volúmenes adimensionales. La conversión a volumen real en barriles se hace empleando la siguiente constante:

$$B = 1,119 \times \phi \times c_e \times r_w^2 \times h \times \frac{\theta}{360} \quad (5.6)$$

donde B es la constante de intrusión de agua en barriles por lpca y θ el ángulo subtendido por la circunferencia del yacimiento; por ejemplo, para una círculo completo, $\theta=360$ grados, y para un yacimiento semicircular contra una falla, $\theta=180$ grados. c_e se expresa en volumen por volumen poroso por lpc; r_w y h están en pies. Los valores de $Q(t)$ se encuentran en las tablas 5.1 y 5.2, a partir de los valores de tiempo adimensional. La intrusión de agua se encuentra por medio de Ec. (5.3).

$$W_e = B \sum \Delta p \times Q(t)$$

El ejemplo 5.2 ilustra el empleo de la Ec. (5.3) y de los valores de las tablas 5.1 y 5.2 para calcular la intrusión acumulativa de agua

en períodos sucesivos de tiempo para el caso de una presión constante en el límite del yacimiento. Los valores para acuíferos de extensión infinita pueden usarse cuando los valores de tiempo son pequeños, aunque el acuífero sea de extensión limitada. En el caso de acuíferos 99 veces más grandes que los yacimientos que los rodean, o $r_e/r_w=10$, el efecto de los límites del acuífero es insignificante para valores de tiempo adimensional menores de 15, y transcurre algún tiempo antes de que los límites del acuífero afecten la intrusión de agua en forma apreciable. Esto se ilustra también por la coincidencia de las curvas de las figuras 5.6 y 5.7 para acuíferos de extensión limitada, con la curva del acuífero de extensión infinita, para valores pequeños de tiempo. Debe observarse también que, al contrario de un sistema de estado continuo, los valores de intrusión de agua calculados en el ejemplo 5.2 no doblan en valor cuando se duplica el tiempo.

Ejemplo 5.2. Calcular la intrusión de agua en un yacimiento después de 100, 200, 400 y 800 días si su presión en el límite (contacto agua-petróleo) se reduce instantáneamente y se mantiene a 2724 lpca ($p_i=2734$ lpca).

$\phi=0,20$; $k=83$ md; $c_e=8 \times 10^{-6}$ lpca $^{-1}$; $r_w=3000$ p; $r_e=30.000$ p; $\mu=0,62$ cp; $\theta=360^\circ$; $h=40$ p.

$$t_D = \frac{6,323 \times 10^{-3} \times 83 \times t}{0,20 \times 0,62 \times 8 \times 10^{-6} \times 3000^2} = 0,0588t \quad (\text{ec. 5.5})$$

$$B = 1,119 \times 0,20 \times 8 \times 10^{-6} \times 3000^2 \times 40 = 644,5 \quad (\text{ec. 5.6})$$

A los 100 días $t_D = 0,0588 \times 100 = 5,88$ unidades de tiempo adimensional. Con la curva para $r_e/r_w=10$ de la figura 5.7 se obtiene que para $t_D=5,88$, $Q(t)=5,07$ unidades de intrusión adimensional. El mismo valor puede encontrarse por interpolación en la tabla 5.1, ya que por debajo de $t_D=15$ el acuífero se comporta como si fuese infinito, y la tabla 5.2 no incluye estos valores. Como $\Delta p = 2734 - 2724 = 10$ lpc, la intrusión de agua al cabo de 100 días es

$$W_e = B \times \Delta p \times Q(t) = 644,5 \times 10 \times 5,07 = 32.680 \text{ bl.}$$

Similarmente para

$t=100$ días	200 días	400 días	800 días
$t_D=5,88$	11,76	23,52	47,04
$Q(t)=5,07$	8,43	13,90	22,75
$W_e=32.680$	54.330	89.590	146.600

El ejemplo 5.3 presenta el cálculo de intrusión de agua cuando ocurre una caída de presión 100 días después de suceder la primera en el ejemplo 5.2. Este método puede continuarse para calcular la intrusión de agua en yacimientos cuyas historias de presión en el límite se conocen, y cuando se tiene suficiente información del acuífero para calcular la constante B y el tiempo adimensional t_D .

Ejemplo 5.3. Supóngase en el ejemplo 5.2 que al final de los 100 días, la presión en el límite del yacimiento instantáneamente cae a $p_2=2704$ lpca, o sea, $\Delta p_2 = p_1 - p_2 = 20$ lpc (no $p_1 - p_2 = 30$ lpc). ¿Cuál es la intrusión de agua al final de un tiempo total de 400 días?

La intrusión de agua calculada en el ejemplo 5.2 correspondiente a la primera caída de presión, $\Delta p_1 = 10$ lpc, al final de los 400 días fue 89.590 bl. Esta será la misma aunque a los 100 días ocurre una segunda caída de presión que se prolonga hasta 400 días. La segunda caída de presión actúa por 300 días, correspondiente a un tiempo adimensional $t_D = 0,0588 \times 300 = 17,6$. De la figura 5.7 ó tabla 5.2 para $r_e/r_w = 10$ y $t_D = 17,6$ se obtiene $Q(t) = 11,14$. La intrusión de agua es

$$\begin{aligned}\Delta W_{ea} &= B \times \Delta p_2 \times Q(t)_2 = 644,5 \times 20 \times 11,14 = 143.600 \text{ bl} \\ W_{ea} &= \Delta W_{e1} + \Delta W_{e2} = B \times \Delta p_1 \times Q(t)_1 + B \times \Delta p_2 \times Q(t)_2 = B \Sigma \Delta p Q(t) \\ &= 644,5 (10 \times 13,90 + 20 \times 11,14) \\ &= 89.590 + 143.600 = 233.190 \text{ bl}\end{aligned}$$

Otro cálculo de interés consiste en determinar la intrusión final que ocurre en el yacimiento del ejemplo 5.2 bajo una caída determinada de presión de 1000 lpc. Analizando la tabla 5.2 y la figura 5.7, se observa que para valores mayores de tiempo adimensional cerca de 480 y para $r_e/r_w = 10$, los valores de $Q(t)$ a 49,50 se vuelven asíntóticos. Luego para $\Delta p = 1000$ lpc

$$\begin{aligned}W_e(\max) &= 644,5 \times 1000 \times 49,50 = 31,9 \times 10^6 \text{ bl} \\ &= 31,9 \times 10^6 \times 5,615 = 179,1 \times 10^6 \text{ p}^3.\end{aligned}$$

Como el acuífero del ejemplo 5.2 es el mismo que el del ejemplo 5.1, no sorprende encontrar los mismos valores de la intrusión final. $t_D = 480$ corresponde a 22,4 años, de manera que si la vida productiva del yacimiento se aproxima o es mayor que este período, ocurrirá un empuje hidrostático considerable. Por otra parte, si el campo se agota en pocos años, el funcionamiento del yacimiento sería combinado: de empuje por depleción con un empuje hidrostático de reducida importancia.

4. DETERMINACIÓN DE LA INTRUSIÓN DE AGUA POR UN MÉTODO DIFERENTE AL DE BALANCE DE MATERIALES

De la discusión anterior, es evidente, que la intrusión de agua puede calcularse por un método diferente al de balance de materiales, siempre y cuando se conozca la historia del yacimiento, la presión en el límite y las dimensiones y características del acuífero. Esto fue demostrado por Chatas⁴. Estrictamente, las soluciones de van Everdingen y Hurst para la ecuación de difusividad se limitan sólo a yacimientos circulares rodeados por acuíferos horizontales circulares (finitos o infinitos) con valores uniformes de espesor, porosidad, permeabilidad y compresibilidad efectiva del agua. A pesar de esto, con el fin de resolver muchos problemas de ingeniería, las soluciones de van Everdingen y Hurst puede aplicarse a situaciones no estrictamente ideales, como generalmente es el caso, obteniendo resultados satisfactorios. El valor aproximado del radio del yacimiento es el radio de un círculo de área igual a la del yacimiento; la misma aproximación puede emplearse para el radio del acuífero cuando se conoce la extensión aproximada del mismo. Cuando el acuífero es mayor que, aproximadamente, 99 veces el tamaño (volumen) del yacimiento ($r_e/r_w = 10$), el acuífero se comporta esencialmente como si fuese infinito por un período considerable, de manera que pueden usarse los valores de la tabla 5.1. La verdad es que hay mucho de incierto en los valores de permeabilidad, porosidad y espesor del acuífero, datos obtenidos de pozos perforados en el yacimiento o en el acuífero mismo. La viscosidad del agua puede estimarse conociendo la temperatura y presión (capítulo VI, sección 2), y las compresibilidades de la roca y del agua pueden estimarse por medio de los datos presentados en el capítulo III, secciones 10 y 11.

La historia de la presión en el límite del yacimiento puede aproximarse tan exactamente como se desee por medio de reducciones (o aumentos) de presión, como se indica en la figura 5.11. La mejor forma de aproximar la historia de presión, consiste en obtener el cambio de presión a cualquier tiempo, igual a la mitad de la caída de presión en el intervalo anterior de tiempo, más la mitad de la caída de presión durante el período siguiente⁴. Si no se conocen las presiones en el límite del yacimiento, pueden sustituirse en su lugar las presiones promedias del yacimiento, lo que reduce un poco la exactitud de los resultados. Además, para resultados más exactos la presión promedio en el límite siempre debe ser la presión en el contacto agua-petróleo inicial y no en el actual, ya que, entre otras cosas, no se toma en cuenta la reducción en el valor de r_w . El ejemplo 5.4 ilustra el cálculo de intrusión de agua

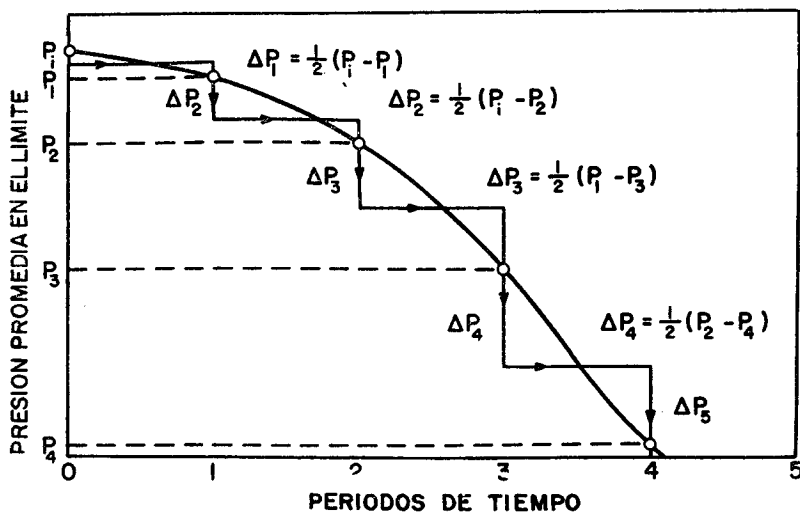


FIG. 5.11.—Diagrama que ilustra el uso de decrementos de presión para aproximar la curva presión-tiempo.

a dos valores sucesivos de tiempo, para el yacimiento ilustrado en la figura 5.12.

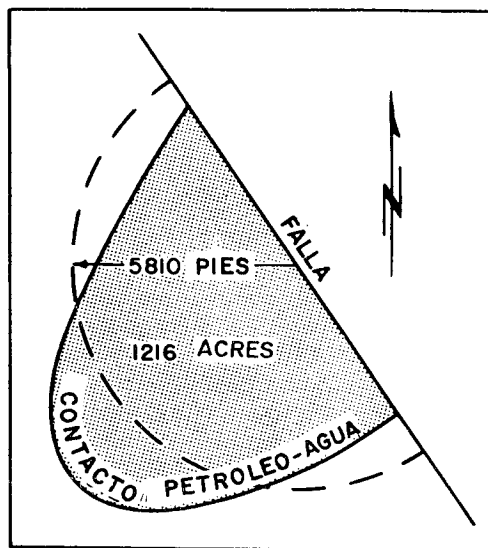


FIG. 5.12.—Diagrama que muestra el radio equivalente de un yacimiento.

Ejemplo 5.4. Calcular la intrusión de agua al tercer y cuarto trimestre de producción para el yacimiento de la figura 5.12 y los siguientes datos:

$\phi=0,209$; $k=275$ md (permeabilidad promedia del yacimiento, se asume la misma para el acuífero); $\mu=0,25$ cp; $c_e=6 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $h=19,2$ pies; área del yacimiento=1216 ac; área estimada del acuífero=250.000 ac; $\theta=180^\circ$.

Ya que el yacimiento se halla contra una falla, $A=\frac{1}{2}\pi r_w^2$ y

$$r_w = \frac{\sqrt{1216 \times 43.560}}{0,5 \times 3,1416}$$

$$r_w = 5807 \text{ p.}$$

Para $t=91,3$ días (un trimestre o un período de tiempo)

$$t_D = \frac{6,323 \times 10^{-3} \times 275 \times 91,3}{0,209 \times 0,25 \times 6 \times 10^{-6} \times (5807)^2} = 15,0$$

$$B = 1,119 \times 0,209 \times 6 \times 10^{-6} \times (5807)^2 \times 19,2 \times (180^\circ/360^\circ)$$

$$= 455 \text{ bl/lpc.}$$

Ya que el acuífero es $250.000/1.216=206$ veces el área del yacimiento, pueden usarse, por un período considerable, los valores de $Q(t)$ correspondientes a un acuífero infinito. La tabla 5.3 muestra valores escalonados de presión en el límite y los valores de $Q(t)$ para los primeros seis períodos (trimestres). El cálculo de las presiones graduales o decrementos de presión se ilustra en la figura 5.11.

TABLA 5.3. Presiones en el límite y valores de $Q(t)$ para el ejemplo 5.4

Período de tiempo, t	Tiempo en días, t	Tiempo adimensional, t_D	$Q(t)$ *	p , presión promedia del yacimiento, lpca	p_B , presión promedia en el límite, lpca	Δp , decremento de presión, lpc
0	0	0	0,0	3793	3793	0,0
1	91,3	15	10,0	3786	3788	2,5
2	182,6	30	16,7	3768	3774	9,5
3	273,9	45	22,9	3739	3748	20,0
4	365,2	60	28,7	3699	3709	32,5
5	456,5	75	34,3	3657	3680	34,0
6	547,8	90	39,6	3613	3643	33,0

* Obtenido de los valores para acuífero infinito de la figura 5.8 ó tabla 5.1.

Por ejemplo,

$$\Delta p_3 = \frac{1}{2}(p_1 - p_3) = \frac{1}{2}(3788 - 3748) = 20,0 \text{ lpc.}$$

Las tablas 5.4 y 5.5 muestran el cálculo de $\Sigma \Delta p \times Q(t)$ al final del tercer y cuarto períodos, obteniéndose valores de 416,0 y 948,4 res-

TABLA 5.4. *Intrusión de agua al final del tercer período para el ejemplo 5.4*

t_D	$Q(t)$	Δp	$\Delta p \times Q(t)$
45	22,6	2,5	57,3
30	16,7	9,5	158,7
15	10,0	20,0	200,0
$\Sigma \Delta p \times Q(t) = 416,0$			

TABLA 5.5. *Intrusión de agua al final del cuarto período para el ejemplo 5.4*

t_D	$Q(t)$	Δp	$\Delta p \times Q(t)$
60	28,7	2,5	71,8
45	22,9	9,5	217,6
30	16,7	20,0	334,0
15	10,0	32,5	325,0
$\Sigma \Delta p \times Q(t) = 948,4$			

pectivamente. Luego la intrusión de agua correspondiente al final de cada uno de estos períodos es

$$W_e (3.^{\text{er}} \text{ período}) = B \Sigma \Delta p \times Q(t) = 455 \times 416,0 = 189.300 \text{ bl}$$

$$W_e (4.^{\text{o}} \text{ período}) = B \Sigma \Delta p \times Q(t) = 455 \times 948,4 = 431.500 \text{ bl.}$$

Al calcular la intrusión de agua al final del tercer período en el ejemplo 5.4 puede observarse en la tabla 5.4 que debido a que la primera caída de presión, $\Delta p = 2,5$ lpc, estuvo activa (en operación) durante los tres períodos completos ($t_D = 45$), se multiplicó por $Q(t) = 22,9$ correspondiente a $t_D = 45$. Análogamente, en el cálculo del cuarto período de la tabla 5.5, la caída de presión de 2,5 lpc se multiplicó por $Q(t) = 28,7$, correspondiente al valor $t_D = 60$. En esta forma, los valores de $Q(t)$ se invierten de manera que el correspondiente al tiempo mayor se multiplica por la primera caída de presión, y viceversa. Además, el cálculo de cada valor sucesivo de $\Sigma \Delta p \times Q(t)$ no consiste sólo en agregar un nuevo término de $\Delta p \times Q(t)$ a la suma anterior, sino hacer de nuevo un cálculo completo, como se indica en las tablas 5.4 y 5.5.

Debido a las muchas incertidumbres que existen en las dimensio-

nes y propiedades del acuífero, parece que el cálculo de la intrusión de agua por un método independiente al de balance de materiales no es ciento por ciento digno de confianza. Como ilustración en el ejemplo 5.4, se asumió que la falla contra la que el yacimiento se formó era de gran extensión (en realidad infinita); y ya que sólo se conocía la permeabilidad del yacimiento, se asumió entonces que la permeabilidad del acuífero era la misma, es decir, 275 md. Ocurren también muchas variaciones en la porosidad y espesor del acuífero y éste puede tener fallas, áreas impermeables y otras acumulaciones de hidrocarburos ignoradas, todo lo cual introduce variaciones de mayor o menor importancia.

La tabla 5.6 presenta una comparación de valores de t_D y B para dos yacimientos, calculados, en un caso, a partir de datos conocidos

TABLA 5.6. Comparación de los valores de t_D y B obtenidos a partir de las propiedades del acuífero y de cálculos por balance de materiales

	t_D para un año		B bl/lpc	
	Propiedades del acuífero	Balance de materiales	Propiedades del acuífero	Balance de materiales
Yacimiento A, Ref. 5	106	10,0	175	23,3
Yacimiento B, Ref. 6	35,0	60,0	2100	182

y estimados del acuífero, y, en el otro, a partir de un estudio completo por medio del balance de materiales. Aunque no se puede generalizar por estos dos ejemplos solamente, el desacuerdo de los resultados es francamente poco halagador.

5. EXPRESIÓN ANALÍTICA DE LA INTRUSIÓN DE AGUA DETERMINADA A PARTIR DE ESTUDIOS DE BALANCE DE MATERIALES

Se recordará que la expresión de balance de materiales, Ec. (4.4), tiene tres variables: a) factores volumétricos de agua, gas y petróleo, obtenidos de estudios de PVT; b) producciones de agua, gas y petróleo, y la presión promedia del yacimiento, obtenidos de medidas en el campo, y c) cantidades iniciales de gas libre y petróleo en el yacimiento, y la intrusión de agua a cualquier tiempo. Ahora bien, cuando el petróleo y gas libre iniciales en el yacimiento se conocen de datos de registros de pozos y de información de núcleos

con suficiente exactitud, el balance de materiales puede resolverse para la intrusión de agua, W_e , a períodos sucesivos de tiempo, asumiendo que se dispone de datos fidedignos de PVT y de producción y presión. Los valores de W_e así obtenidos se relacionan con la presión en el límite y tiempo, es decir, $W_e = f(p, t)$. Estos datos pueden luego probarse y estudiar si pueden representarse con suficiente aproximación por una de las Ecs. (5.1) – (5.3), o cualquier otra expresión analítica que los satisfaga. La expresión analítica del comportamiento del acuífero es muy útil para pronosticar el comportamiento del yacimiento por depleción natural o con inyección de fluido a varias ratas de producción asumidas. Ya que una de las aplicaciones más importantes de la ecuación del balance de materiales es pronosticar el comportamiento de un yacimiento, se necesitan buenos datos de registros y de núcleos para poder fijar desde el principio los valores de N y m con razonable exactitud y así usar la ecuación de balance de materiales para calcular los valores de W_e .

La col. (3) de la tabla 5.7 incluye los valores de intrusión de agua en un yacimiento, calculados a partir de la ecuación de balance

TABLA 5.7. *Prueba para estudiar la representación de la intrusión de agua por estado continuo*

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Período de tiempo, ¼ año	Presión en el límite, lpca	W_e , bl, calculado por balance de materiales	ΔW_e , bl = $1/2(W_{n+1} - W_{n-1})$	$\Delta W_e/\Delta t$, bl/día, (4) ÷ 91,3	$(p_i - p)$ lpc	k bpd/lpc (5) ÷ (6)
0	3793	0	12.400	136	5	27,2
1	3788	4.600	35.500	389	19	20,5
2	3774	24.800	73.600	806	45	17,9
3	3748	75.500	116.800	1279	84	15,3
4	3709	172.000	154.000	1687	113	14,9
5	3680	309.000	197.000	2158	150	14,5
6	3643	480.000	249.000	-2727	198	13,8
7	3595	703.000	291.000	3187	246	13,0
8	3547	978.000	319.000	3494	275	12,7
9	3518	1.286.000	351.000	3844	308	12,5
10	3485	1.616.000	386.000	4228	356	11,9
11	3437	1.987.000	407.000	4458	377	11,8
12	3416	2.388.000				
13	3379	2.801.000				

de materiales a intervalos de trimestres. Se asume que N y m , que definen el contenido inicial del fluido en el yacimiento, se conocen con exactitud de datos de registros de pozos y de información de núcleos, de manera que pueden calcularse valores fidedignos de W_e . Para probar la exactitud de la Ec. (5.1) de estado continuo para expresar la intrusión de agua, se determina la rata de intrusión para cada período, bien sea numéricamente, como se ilustra en la tabla 5.7, o de las pendientes del gráfico de W_e como función de t . Los valores decrecientes de k , col. (7), indican que el mecanismo de estado continuo, ecuación (5.1), no representa adecuadamente la intrusión de agua. En algunos estudios, sin embargo, pueden hacerse buenas predicciones del yacimiento basándose en los valores de k obtenidos de la extrapolación de la curva k como función de la producción acumulativa o tiempo, como se ilustra en la figura 5.13. Si en el campo Rockwell (ver cap. 4, sec. 10), el valor

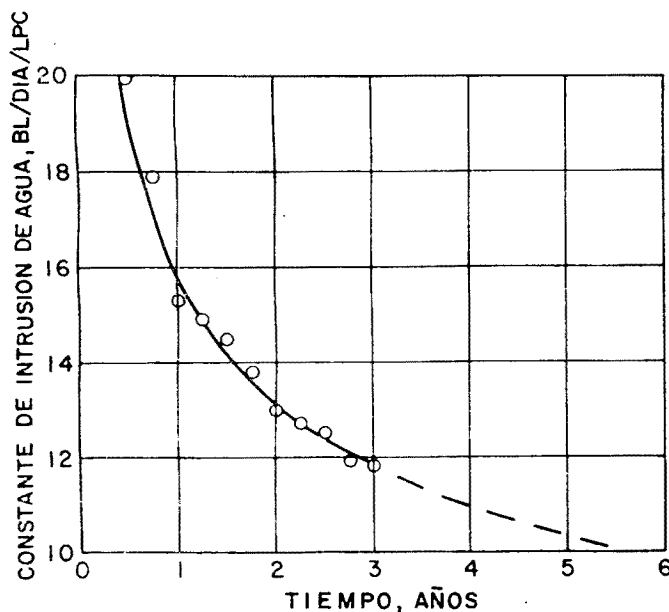


FIG. 5.13.—Gráfico de la constante de intrusión de agua k como función de tiempo, extrapolado para pronosticar intrusión futura. Datos de la tabla 5.7.

de k hubiese disminuido en vez de mantenerse sustancialmente constante en 188 $p^3/\text{día/lpc}$, los cálculos de las presiones futuras serían los mismos, excepto que se emplearía un valor decreciente de k . Por

ejemplo, si un gráfico entre k y el tiempo indica que para una presión de 3190 lpc, k fue de 188 $p^3/\text{día/lpc}$, entonces el tiempo *aproximado* para que la presión llegue a 3240 lpc, bajo las condiciones supuestas, resultaría ser 832 días, empleando un valor de $k=188$ $p^3/\text{día/lpc}$. Si el gráfico (o extrapolación del mismo) indica que k es, digamos, 168 $p^3/\text{día/lpc}$ 832 días más tarde, entonces el tiempo para alcanzar una presión de 3240 lpc debe calcularse de nuevo empleando un valor promedio de k $(188 + 168)/2$, ó 178 $p^3/\text{día/lpc}$. El nuevo valor calculado de tiempo excederá 832 días, y un nuevo cálculo puede ser necesario, empleando un valor aún más bajo de k para encontrar un promedio k para el intervalo.

Los datos de intrusión de agua de la tabla 5.7 puede luego probarse para ver si pueden representarse adecuadamente por la Ec. (5.2), $dW_e/dt = c(p_i - p)/\log at$. Ya que los valores de $(dW_e/dt)/(p_i - p) = k$ se determinaron en la tabla 5.7, la Ec. (5.2) puede escribirse en la siguiente forma:

$$k \log a + k \log t = c \quad (5.7)$$

Sin embargo, k no es constante en este caso, sino que se reemplaza por las constantes c y a . La Ec. (5.7) puede ponderarse por tiempo lo que da

$$kt \log a + kt \log t = ct \quad (5.8)$$

Ambas ecuaciones, (5.7) y (5.8), pueden escribirse para cada uno de los n períodos de tiempo y al sumarlas se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} \log a \sum k_i + \sum k_i \times \log t_i &= nc \\ \log a \sum k_i \times t_i + \sum k_i \times t_i \times \log t_i &= c \sum t_i \end{aligned} \right\} \quad (5.9)$$

La tabla 5.8 ilustra el procedimiento para obtener los sumandos que deben emplearse en la Ec. (5.9), habiéndose obtenido los datos de la tabla 5.7. En esta forma:

$$\begin{aligned} 186 \log a + 483,3 &= 12 c \\ 96.505 \log a + 270.777 &= 7121,4 c \end{aligned}$$

Resolviendo estas ecuaciones simultáneamente, $a=0,0699$ y $c=22,36$. Por lo tanto, la representación de la intrusión de agua por medio de Ec. (5.2) puede expresarse

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{22,36 (p_i - p)}{\log 0,0699 t} \quad \text{o} \quad W_e = 22,36 \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log 0,0699 t}$$

Empleando un valor de $a=0,0699$ y $c=22,36$, se calcularon las ratas de intrusión de agua en la col. (10) de la tabla 5.8. La col. (11) incluye las ratas de intrusión calculadas a partir de los valores cumulativos de intrusión obtenidos del balance de materiales. La comparación satisfactoria de los dos valores se ilustra en la figura 5.14, indicando que la Ec. (5.2) representa adecuadamente la intrusión de agua.

Por último, los datos de la tabla 5.7 pueden probarse para ver si pueden representarse por medio de la Ec. (5.3), $W_e=B\Sigma\Delta p\times Q(t)$. Como esta ecuación se encuentra en forma integral, B y la constan-

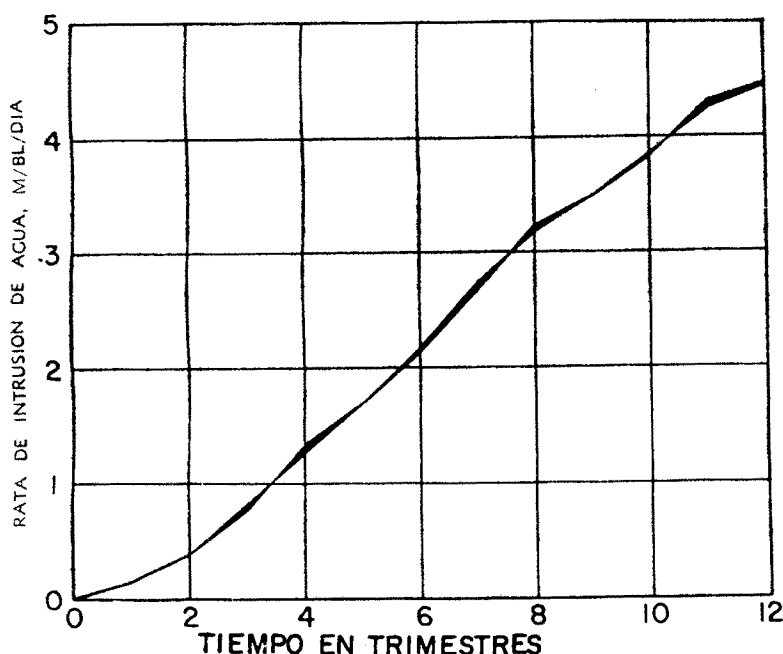


FIG. 5.14.—Comparación entre la rata de intrusión de agua calculada a partir de la ecuación del balance de materiales y la obtenida con la Ec. (5.2) con $c=22,36$ y $a=0,0699$. El ancho entre las líneas es proporcional a la diferencia. Datos de la Tabla 5.8.

te para convertir tiempo real a tiempo adimensional deben hallarse por tanteo. Puesto que los valores de $Q(t)$ dependen de los límites del acuífero (r_e/r_w), es necesario calcular $\Sigma\Delta p\times Q(t)$ para varios valores de r_e/r_w . La precisión de la constante de conversión de tiempo y de los límites del acuífero se juzgan por la constancia de la razón

TABLA 5.8. Prueba de representación de la intrusión de agua por medio de la ecuación (5.2)

(1)*	(2)*	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)*	(9)	(10)	(11)*
BPD/lpc	días	$\log_{10} t$	kt (1)×(2)	$kt \log t$ (3)×(4)	$k \log t$ (1)×(3)	$\log at$ $a=0,0699$	$(p_i - p)$	$c(p_i - p)$ $c=22,36$	Rata de intrusión, bl/día (9)÷(7)	Rata de intrusión bl/día, (Balance de materiales)
27,2	91,3	1,960	2483	4.867	53,3	0,804	5	112	139	136
20,5	182,6	2,262	3743	8,467	46,4	1,106	19	425	384	389
17,9	273,9	2,438	4903	11,934	43,6	1,282	45	1006	785	806
15,3	365,2	2,563	5588	14,322	39,2	1,407	84	1878	1335	1279
14,9	456,5	2,659	6802	18,087	39,6	1,503	113	2527	1681	1687
14,5	547,8	2,739	7943	21,756	39,7	1,583	150	3354	2119	2158
13,8	639,1	2,806	8820	24,749	38,7	1,650	198	4427	2683	2727
13,0	730,4	2,864	9495	27,194	37,2	1,708	246	5501	3221	3187
12,7	821,7	2,915	10,436	30,421	37,0	1,759	275	6149	3496	3494
12,5	913,0	2,960	11,413	33,782	37,0	1,804	308	6887	3818	3844
11,9	1004,3	3,002	11,951	35,877	35,7	1,846	356	7960	4312	4228
11,8	1095,6	3,040	12,928	39,301	35,9	1,884	377	8430	4475	4458
Suma.	186,0	32,208	96,505	270,777	483,3					

* Datos de la tabla 5.7.

$W_e/\Sigma\Delta p \times Q(t)$, que es precisamente la constante B . Si se compara la columna (4) y la (9) de la tabla 5.9, se observa la excelente coincidencia entre la intrusión acumulativa de agua determinada a partir de la ecuación de balance de materiales y la intrusión determinada a partir de la Ec. (5.3), empleando $B=182$, $t_D=0,1643$ t, t expresado en días, y usando valores de $Q(t)$ para un acuífero de extensión infinita. En cuanto a la predicción después de tres años de historia del yacimiento, se debe comprender que los límites del acuífero pueden no ser infinitos y la influencia de este efecto puede que no se haga notar sino después del período de producción de tres años. Con referencia a las figuras 5.6 y 5.7, debe recordarse que para varios valores de tiempo adimensional, según el valor de r_e/r_w , los valores para un acuífero de extensión limitada coinciden con los de un acuífero de extensión infinita. Debe observarse en la tabla 5.9 la diferencia entre la presión promedia del yacimiento, columna (2), y la presión promedia en el límite, columna (3). La primera de éstas no entra en los cálculos de intrusión de agua si se emplea la Ec. (5.3); sin embargo, los valores de la intrusión de agua, columna (4), se calcularon a partir de un balance de materiales donde se emplearon presiones promedias del yacimiento.

Mientras que la discusión anterior se ha limitado a yacimientos de petróleo, es evidente que si en los yacimientos de gas se conoce su contenido inicial, la intrusión de agua puede calcularse para períodos sucesivos de tiempo con la Ec. (1.33). Los valores de intrusión de agua así obtenidos pueden probarse para su representación, según las Ecs. (5.1)-(5.3), en la misma forma que se hizo para yacimientos de petróleo.

6. CÁLCULO SIMULTÁNEO DEL PETRÓLEO INICIAL EN EL YACIMIENTO Y DE LA INTRUSIÓN DE AGUA

Por razones prácticas, la expresión general del balance de materiales, Ec. (4.4), puede modificarse en la siguiente forma:

$$N = \frac{N_p[B_i + (R_p - R_{si})B_o] - (W_e - W_p)}{B_i - B_{oi} + mB_{oi}(B_o - B_{oi})/B_{oi}}$$

Sustituyendo $B_i = B_o + (R_{si} - R_s)B_o$, $B_{oi} = B_{oi}$ y $G_p = N_p R_p$, donde G_p es el gas producido acumulativo,

$$N = \frac{N_p(B_o - R_s B_o) + G_p B_o - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_o + mB_{oi}(B_o - B_{oi})/B_{oi}} \quad (5.10)$$

CÁLCULO SIMULTÁNEO DE PETRÓLEO E INTRUSIÓN DE AGUA

TABLA 5.9. Prueba para estudiar la representación de la intrusión de agua por estado no continuo. Basado en $B=182$ bl/lpc, $t_D=0,1643$ t ($t=días$) y un acuífero infinito

(1)	(2)	(3)*	(4)*	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Período de tiempo, 1/4 año	Presión del yacimiento, lpca	Presión en el límite, lpca	Intrusión de agua calculada por el Balance de Materiales, bl	t_D 15=1/4 año	Δp , lpc, de la col. (3)	$Q(t)$ Acuífero infinito	$\Sigma \Delta p \times Q(t)$	$B \Sigma \Delta p \times Q(t)$ bl, $B=182$
1	3786	3788	4.600	15	2,5	9,95	25	4.550
2	3768	3774	24.800	30	9,5	16,74	136	24.750
3	3739	3748	75.500	45	20,0	22,90	415	75.530
4	3699	3709	172.000	60	32,5	28,69	947	172.350
5	3657	3680	309.000	75	34,0	34,25	1.699	309.200
6	3613	3643	480.000	90	33,0	39,63	2.640	480.500
7	3558	3595	703.000	105	42,5	44,86	3.860	702.500
8	3511	3547	978.000	120	48,0	49,97	5.377	978.600
9	3476	3518	1.286.000	135	38,5	54,98	7.068	1.286.300
10	3444	3485	1.616.000	150	31,0	59,90	8.878	1.615.800
11	3408	3437	1.978.000	165	40,5	64,74	10.923	1.988.000
12	3375	3416	2.388.000	180	34,5	69,51	13.116	2.388.000
13	3333	3379	2.801.000	195	29,0	74,23	15.415	2.805.500

* De la tabla 5.7.

Tracy⁷ sugirió las siguientes expresiones

$$\Phi_n = \frac{B_o - R_g B_g}{B_o - B_{oi} + (R_{gi} - R_g) B_g + m B_{oi} (B_g - B_{oi}) / B_{gi}} \quad (5.11)$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{B_o - B_{oi} + (R_{gi} - R_g) B_g + m B_{oi} (B_g - B_{oi}) / B_{gi}} \quad (5.12)$$

$$\Phi_w = \frac{1}{B_o - B_{oi} + (R_{gi} - R_g) B_g + m B_{oi} (B_g - B_{oi}) / B_{gi}} \quad (5.13)$$

donde Φ_n , Φ_g y Φ_w son simplemente una colección de términos que son funciones de presión, excepto la razón m , razón del volumen de gas libre de la capa de gas al volumen inicial de petróleo. La tabla 7.4 muestra el cálculo de los valores de Φ para un yacimiento volumétrico a partir de datos normales de PVT. La figura 7.13 muestra un gráfico de Φ_n y Φ_g como función de presión. Por lo tanto, la ecuación general de balance de materiales puede escribirse:

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g - (W_e - W_p) \Phi_w \quad (5.14)$$

Cuando no se conoce el petróleo inicial en el yacimiento, a veces es posible determinarlo con razonable exactitud, lo mismo que la constante o constantes de la expresión analítica, Ecs. (5.1)-(5.3), empleadas para representar la intrusión de agua. El método consiste en escribir una serie de Ecs. (5.14) a intervalos sucesivos de producción y determinar el petróleo inicial y la constante o constantes de intrusión de agua a partir de este grupo de ecuaciones lineales por el método de los mínimos cuadrados.

Ejemplo 5.5. Cálculo simultáneo de las constantes de intrusión de agua y del petróleo inicial in situ.

Datos: En las cuatro ecuaciones que aparecen adelante se dan los valores de las producciones de petróleo, gas y agua; los valores de las propiedades de fluidos, Φ_n , Φ_g y Φ_w ; y los valores de la integral $\int_0^t (p_i - p) dt$ para cuatro intervalos de producción. Los valores de $\int_0^t (p_i - p) dt$ se determinaron midiendo el área, con un planímetro, por encima de la curva de presión como función de tiempo, como se vio en la figura 4.14.

SOLUCIÓN: Asumiendo un comportamiento de estado continuo para la intrusión de agua y expresando N_p , G_p , W_p , N y $\int_0^t (p_i - p) dt$ en millones,

$$N = N_p \times \Phi_n + G_p \times \Phi_g + W_p \times \Phi_w - \Phi_w k \int_0^t (p_i - p) dt$$

$$N = 10,81 \times 12,91 + 9,567 \times 0,01712 + 0,230 \times 18,60 - 18,60 \times 0,1479 k$$

$$N = 13,66 \times 10,89 + 12,075 \times 0,01471 + 0,548 \times 15,42 - 15,42 \times 0,2047 k$$

$$N = 16,29 \times 9,30 + 14,400 \times 0,01291 + 1,030 \times 13,31 - 13,31 \times 0,2718 k$$

$$N = 18,56 \times 8,50 + 16,630 \times 0,01193 + 1,593 \times 12,11 - 12,11 \times 0,3462 k$$

Reduciendo

$$N = 307,62 - 2,751 k$$

$$N = 334,83 - 3,156 k$$

$$N = 351,11 - 3,618 k$$

$$N = 375,45 - 4,192 k$$

$$4N = 1369,01 - 13,717 k$$

Multiplicando cada ecuación por el coeficiente de k , se obtiene,

$$2,751 N = 846,26 - 7,568 k$$

$$3,156 N = 1056,72 - 9,960 k$$

$$3,618 N = 1270,32 - 13,090 k$$

$$4,192 N = 1573,89 - 17,573 k$$

$$13,717 N = 4747,19 - 48,191 k$$

Las dos ecuaciones resultantes pueden resolverse simultaneamente multiplicando la primera por 13,717/4, ó 3,42925, lo que da

$$13,717 N = 4694,68 - 47,039 k$$

$$13,717 N = 4747,19 - 48,191 k$$

$$0 = -52,51 + 1,152 k$$

$$k = 52,51/1,152 = 45,6 \text{ bl/día/lpc}$$

$$N = 185,88 \text{ MM bl}$$

El ejemplo 5.5 es un cálculo típico donde la intrusión de agua puede

representarse por la Ec. (5.1). Para este caso, la Ec. (5.14) puede expresarse en la siguiente forma:

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g + W_p \Phi_w - \Phi_w k \int_0^t (p_i - p) dt \quad (5.15)$$

Naturalmente, el comportamiento de la intrusión de agua generalmente no se conoce de antemano y puede ser necesario probar la Ec. (5.2) o la Ec. (5.3). Ya que estas dos ecuaciones introducen una constante de conversión de tiempo y las constantes c o B , similares a k , el grupo de ecuaciones debe resolverse para tres valores, en vez de dos como es el caso del estado continuo. Además, la Ec. (5.3) requiere la determinación de la razón r_e/r_w , cuando el acuífero no es de extensión infinita. La exactitud del método se determina por la desviación normal obtenida de los valores promedios de N y de las constantes de intrusión de agua. Aunque el método puede aplicarse a yacimientos con capa de gas, la poca certeza que generalmente se tiene de la razón m complica aún más los cálculos y reduce su exactitud. El método puede emplearse también con la Ec. (1.33) para determinar el gas inicial "in situ" en yacimientos de gas con empuje hidrostático.

Los cálculos del ejemplo 5.5 indican, según los cálculos de la tabla 5.10, un contenido inicial de petróleo de 185,88 MM bl con una desviación normal de 3,73 MM bl o 2,01 por 100, y $k=45,6$ bl/día/lpc con una desviación normal de 2,74 por 100. El cálculo volumétrico del petróleo inicial es de 223,0 MM bl, de donde se obtuvo un valor promedio de $k=33,5$ bl/día/lpc, usando el balance de materiales en la forma indicada en el capítulo 4, sección 10. Empleando un valor de $k=33,5$ en las ecuaciones del ejemplo 5.5, se calculó en la tabla 5.10 un volumen de petróleo inicial de 227,37 MM bl con una desviación normal de 3,68 por 100. Aunque este valor se aproxima más al cálculo por el método volumétrico, el valor de N aumenta para períodos sucesivos de tiempo, además de tener una desviación normal mayor. Desafortunadamente, no se conoce la precisión del cálculo por el método volumétrico; el error probable es quizás no menor del 10 por 100, y puede ser considerablemente mayor.

Aunque las desviaciones normales (pocas unidades por ciento) se consideran de gran exactitud en la mayoría de los cálculos de ingeniería de yacimientos, no es el caso en los cálculos de la determinación simultánea del petróleo inicial y de la intrusión de agua acabados de discutir. De los estudios realizados por Woods y Muskat⁸ del yacimiento de la arena Jones del campo Schluer, Arkansas, Estados Unidos, y del yacimiento de dolomita Monroe del campo Reed City, Michigan, Estados Unidos, se concluyó que la desviación mínima no es, por lo general, un criterio suficientemente sensible

TABLA 5.10. Cálculo de la desviación normal para N y k en el ej. 5.5.

Desviación normal = $\sqrt{\frac{\sum \Delta x^2}{(n-1)}}$ y desviación promedia = $\frac{\sum \Delta x}{n}$ donde n=número de datos

k=45,6					N=185,88				
					k=33,5				
					N=227,4				
N	ΔN	ΔN²	k	Δk	Δk²	N	ΔN	ΔN²	Δk
182,17	-3,71	13,76	44,2	-1,4	1,96	215,46	-11,91	141,85	29,2
190,92	5,04	25,40	47,2	1,6	2,56	229,10	1,73	2,99	34,0
186,13	0,25	0,06	45,7	0,1	0,01	229,91	2,54	6,45	34,2
184,51	-1,59	2,53	45,2	-0,4	0,16	235,02	7,65	58,52	35,3
743,51	10,59	41,75	182,3	3,5	4,69	909,49	23,83	209,81	132,7
Promedio y desviación									
promedia									
Desviación promedia					33,2 ± 1,98				
en porcentaje									
Desviación normal métrica					± 5,96				
Desviación normal en porcentaje					± 8,36				
					± 2,71				
					± 8,16				

para: a) determinar simultáneamente el petróleo inicial y la intrusión de agua, o b) diferenciar entre las distintas expresiones analíticas de intrusión de agua cual se aplica mejor. La situación se complica si existe una capa de gas inicial, siendo peor a medida que los valores de m aumentan. Esto se debe a la consideración de otra variable más y también debido a que la capa de gas retarda la disminución de presión.

Parte del problema se debe a la suposición básica que el petróleo inicial es constante. Schilthuis empleó el término petróleo *activo* y demostró que hay una tendencia en los yacimientos para que el petróleo calculado inicialmente aumente a intervalos sucesivos, a medida que la presión decrece. El atribuyó este comportamiento a la participación creciente del petróleo y gas en las partes más compactas de los poros de la roca. Este efecto también puede explicarse definiendo el petróleo inicial como una constante y observando que la presión promedia medida en el yacimiento es muy baja porque no representa enteramente la presión en las partes más compactas de los poros de la roca.

Una situación similar ocurre al asumir que los parámetros de la intrusión de agua, k , c , a y B en las ecuaciones (5.1)–(5.3) son constantes. Aunque el comportamiento total de acuíferos en muchos casos puede representarse aproximadamente por las ecuaciones (5.1)–(5.3), las desviaciones de mayor o menor magnitud de estos casos ideales es lo que contribuye a la sensibilidad decreciente de las desviaciones normales de N como criterio para determinar N .

En conclusión, debe hacerse notar que aunque la determinación simultánea del petróleo inicial e intrusión de agua es de por sí difícil, los adelantos en los últimos años en mediciones y otras técnicas han mejorado la situación, tal es, por ejemplo, el empleo de la presión en el límite en lugar de presiones promedias del yacimiento para el término de la intrusión de agua. En estudios cuantitativos del problema, Brownscombe y Collins⁹ concluyeron que el método es práctico y fidedigno en muchos casos. En la sección 8 se estudia un ejemplo práctico, donde el petróleo inicial y la intrusión de agua se determinaron simultáneamente con gran exactitud.

El método descrito anteriormente puede usarse con las ecuaciones (5.2) y (5.3) para expresar la intrusión de agua. En estos casos, la ecuación (5.14) puede escribirse

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g + W_p \Phi_w - \Phi_w c \int_0^i (p_i - p) dt / \log at \quad (5.16)$$

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g + W_p \Phi_w - \Phi_w B \Sigma \Delta p \times Q(t) \quad (5.17)$$

Además de una constante de intrusión de agua, c o B , similares a k , las Ecs. (5.16) y (5.17) requieren la determinación de la constante de tiempo a , o una constante para convertir tiempo real a tiempo adimensional, Ec. (5.5). Esto quiere decir que deben probarse un número de constantes de conversión de tiempo para encontrar el petróleo inicial o la constante c o B . La constante de conversión de tiempo más exacta es la que produce los valores de N y c o B con las desviaciones mínimas. Si se emplea la Ec. (5.17), para el caso de un acuífero limitado, deben hacerse cálculos adicionales para determinar el mejor valor de r_e/r_w .

La conclusión un poco desalentadora respecto a la determinación simultánea del petróleo inicial e intrusión de agua, indica claramente la necesidad de obtener buenos datos de registros para la determinación fidedigna del contenido inicial del yacimiento por medio del método volumétrico. En este sentido, el método volumétrico puede emplearse también para calcular la intrusión de agua por medio de la ecuación:

$$W_e = 7758 \times \phi \times V_s \times (1 - S_{wi} - S_{or}) \quad (5.18)$$

donde W_e , intrusión de agua, en barriles a condiciones del yacimiento; V_s , volumen total o bruto en acres-pie barrido por el agua desplazante; S_{wi} es la saturación inicial de agua, y S_{or} , la saturación residual de petróleo en el volumen barrido. En muchos casos, la posición del contacto inicial agua-petróleo es dudosa.

La figura 5.15 muestra algunas de las dificultades en determinar

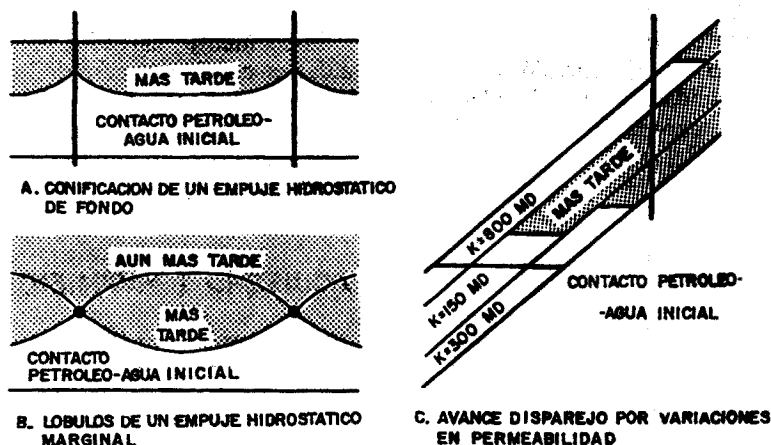


FIG. 5.15.—Algunas de las condiciones en el yacimiento que limitan la precisión de la determinación de la intrusión de agua por el método volumétrico.

contactos agua-petróleo posteriores, debido a conificación en empujes hidrostáticos de fondo, lóbulos formados en empujes hidrostáticos marginales y avances dispares en estratos de diferente permeabilidad. Además, la superficie del contacto agua-petróleo o frente de avance no cambia bruscamente de agua a petróleo, sino que existe una zona gradacional donde ocurre un cambio gradual en la saturación de petróleo, y en algunos casos se extiende a lo largo de distancias considerables. Además, los valores de porosidad y contenido inicial de agua, como también la saturación residual de petróleo, son dudosos. Todos estos factores contribuyen en muchos casos a un error relativamente grande en el cálculo de la intrusión de agua por el método volumétrico. Sin embargo, en algunos casos el cálculo por este método sirve para comprobar y comparar la intrusión de agua determinada por otros métodos.

7. ANALIZADORES ELÉCTRICOS DE YACIMIENTOS

En 1942 Bruce¹² construyó el primer analizador eléctrico de yacimientos para estudiar el empuje hidrostático en yacimientos de petróleo. El instrumento puede resolver problemas de empuje hidrostático en estados de flujo continuo o no continuo, cuya solución se conoce a partir de métodos estrictamente matemáticos, y puede resolver también aquellos problemas que son demasiado complejos para ser resueltos por métodos matemáticos para uso práctico.

La figura 5.16 muestra un circuito eléctrico que representa el acuífero. Los condensadores están inicialmente cargados con el mismo voltaje (presión) y sus capacidades contienen cantidades de electricidad proporcionales al fluido (generalmente agua) disponible a expansión, incluyendo la compresibilidad de la roca en las partes del acuífero que representan. Son análogos (similares) a los tanques de la figura 5.2. Las resistencias representan el obstáculo al flujo entre las unidades del acuífero. A la izquierda puede agregarse

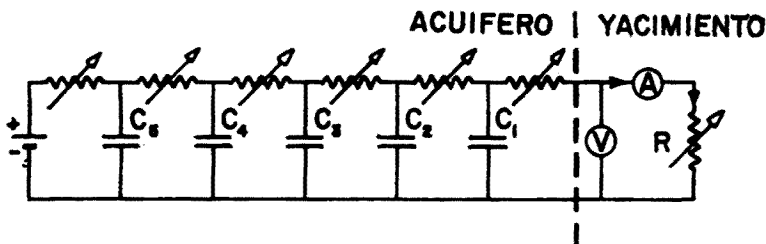


FIG. 5.16.—Circuito eléctrico de un analizador de yacimientos.

una batería que representa el reabastecimiento de agua del acuífero, en caso de que aflore y tome agua de la superficie. El yacimiento puede representarse en su forma más simple por el amperímetro, voltímetro y resistencia variable mostrados a la derecha o puede representarse por una red eléctrica de condensadores y resistencias. Aunque se han hecho muchos refinamientos instrumentales en este tipo de calculador analógico, el circuito básico y operación del instrumento son los mismos.

Una de las aplicaciones del analizador consiste en pronosticar el comportamiento de los yacimientos con empuje hidrostático para varias ratas de yacimiento o de inyección asumidas. Los valores de las resistencias y condensadores del acuífero se regulan por tanteo hasta que el instrumento reproduzca aproximadamente la historia pasada de la presión y producción del yacimiento. Para regular inicialmente el instrumento en forma adecuada, se requieren por lo menos dos o tres años de historia del yacimiento. Se escoge una escala práctica de tiempo, por ejemplo, un minuto=un año, y se varía paso a paso la resistencia, R , a intervalos exactos. Las corrientes producidas, leídas en el amperímetro, A , son proporcionales a las ratas de intrusión de agua calculadas durante el intervalo. Estas ratas de intrusión de agua se calculan por los métodos presentados anteriormente. Cuando la curva entre voltaje y tiempo, generalmente reproducida por un voltímetro de cinta, reproduce aproximadamente la curva tiempo-presión de la historia pasada del yacimiento, se asume que los condensadores y resistencias del instrumento están debidamente regulados para representar el acuífero. Con el instrumento regulado en esta forma, el "campo" puede "producirse" cuantas veces se quiera, cada vez reproduciendo primero la historia conocida del yacimiento y luego pronosticando el comportamiento bajo las ratas deseadas de producción o de inyección.

La figura 5.17 muestra un yacimiento hipotético de petróleo con nueve pozos y parte del acuífero asociado, tomado de un estudio presentado por McDowell¹¹. El campo representado tiene un radio de dos millas, un espesor de 100 pies y contiene aproximadamente 1017 MM barriles de petróleo a condiciones del yacimiento, con una porosidad de 16,3 por 100 y sin agua innata. Se consideran dos acuíferos con una misma porosidad, permeabilidad y espesor: uno de extensión limitada, con un radio de 36 millas, representado por 13 condensadores y resistencias; y el otro considerado prácticamente de extensión infinita, con un radio de 100 millas y cuya presión (voltaje) se mantiene constante a través del acuífero. Las viscosidades del agua y del petróleo se suponen tienen un valor de 1 cp. La compresibilidad del agua se supone con un valor de 3×10^{-6} lpc⁻¹ y se ignora la compresibilidad de la roca. Se asume una compresión

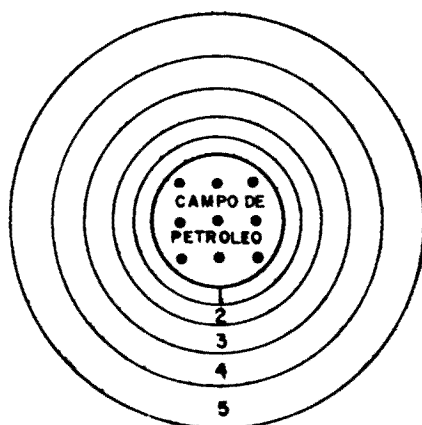


FIG. 5.17.—Yacimiento hipotético con nueve pozos de petróleo y parte del acuífero a que está asociado. (Tomado de McDowellⁿ, Actas del AIME.)

bilidad del petróleo de 12×10^{-6} lpc⁻¹ constante para el intervalo de presión desde la inicial de 1500 lpcr hasta la presión de saturación de 500 lpcr. Para evitar complicaciones debidas a la formación de una fase gaseosa, no se consideran presiones por debajo de 500 lpcr. Los estudios se hicieron con diferentes ratas de producción total, sin establecer diferencia alguna entre el petróleo y el agua que pudo producirse con él. En los estudios se emplearon permeabilidades de 100, 200, 400, 800 y 1600 md.

La figura 5.18 presenta la disminución de la presión para las distintas ratas de producción en los acuíferos limitado e infinito, con 400 md de permeabilidad y con un empuje hidrostático natural en estado continuo. Las presiones del yacimiento son aproximadamente iguales, tanto para el acuífero limitado ($r_e/r_w = 18$) como para el acuífero infinito, durante un período aproximado de ocho años, tiempo al cual los límites del acuífero comienzan a tener influencia. Como era de esperar, los gráficos muestran presiones de yacimiento mayores para las ratas de producción menores, y presiones mayores para el acuífero infinito que para el acuífero limitado. Con el acuífero infinito, la presión del yacimiento prácticamente se estabiliza a presiones bajas, con ratas de producción altas y la constante de intrusión de agua se aproxima a un valor de estado continuo, cerca de

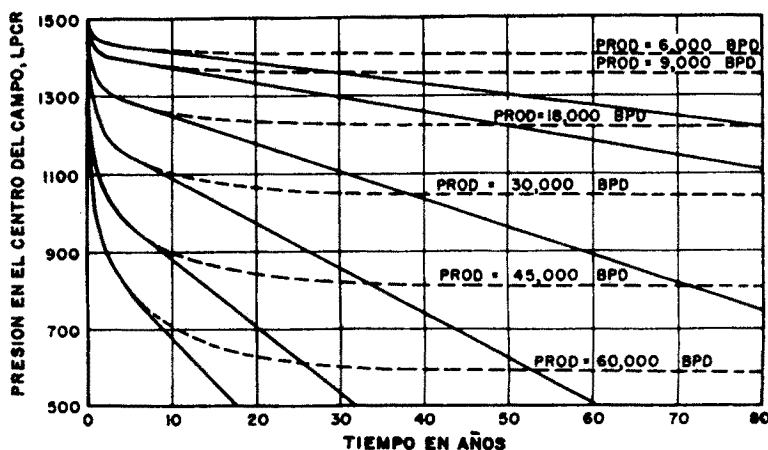


FIG. 5.18.—Declinación de la presión como función de tiempo para diferentes tasas de producción. Permeabilidad del acuífero 400 md. Las líneas sólidas corresponden a un acuífero limitado; las líneas de trazos, a un acuífero infinito. (Tomado de McDowell ¹¹, Actas del AIME.)

65 bl/día/lpc para todas las tasas de producción. Por ejemplo, a 30.000 bl/día y $p=1050$ lpc,

$$k = \frac{dW_e/dt}{p_i - p} = \frac{30.000}{1500 - 1050} = 66,7 \text{ bl/día/lpc}$$

En el acuífero limitado la presión no se estabiliza, sino que alcanza un estado de disminución constante, característica del estado continuo, y es mayor para las tasas altas de producción. Debido a que la presión a través del acuífero disminuye a la misma tasa, la tasa de producción puede obtenerse del volumen y compresibilidad del agua en el acuífero. Por ejemplo, a una tasa de producción de 30.000 bl/día, la tasa de caída de la presión después de diez años es constante, con un valor aproximado de 11,5 lpc-año. Esta se mantiene a través del acuífero de unos 323 MMM barriles. Para una compresibilidad de agua de 3×10^{-6} lpc⁻¹, la disminución de presión de 11,5 lpc/año produce cerca de 1100 MM barriles por año, o aproximadamente 30.000 bl/día. Sólo una porción muy pequeña del espacio vacío formado se reemplaza por la expansión del petróleo que queda en el yacimiento.

En la figura 5.19 puede apreciarse el efecto de la permeabilidad del acuífero sobre la disminución de presión para una tasa de

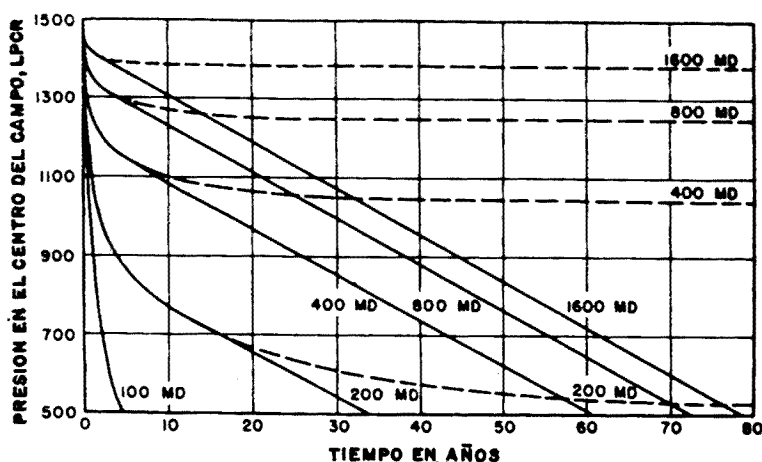


FIG. 5.19.—Declinación de presión como función de tiempo a 30.000 bl/día para acuíferos de diferentes permeabilidades. Las líneas sólidas representan el acuífero limitado; las líneas discontinuas representan el acuífero infinito. (Adoptado de McDowell¹¹, Actas del AIME.)

producción de 30.000 barriles/día, tanto para el acuífero limitado como para el infinito. La disminución aumenta para permeabilidades bajas y para el acuífero de extensión limitada. En el acuífero infinito la presión eventualmente se estabiliza, o casi se estabiliza, a altas presiones en los acuíferos de mayor permeabilidad.

La figura 5.20 muestra las tasas de intrusión natural de agua para el acuífero limitado con diferentes valores de permeabilidad para una tasa de producción de 30.000 bl/día. Las líneas interrumpidas muestran las tasas de inyección de agua requeridas para mantener la presión del yacimiento por encima de 1000 lpcr. Debido a la mayor facilidad de flujo de los acuíferos de mayor permeabilidad, pueden éstos suministrar agua al yacimiento a una tasa suficiente para mantener la presión del yacimiento por encima de 1000 lpcr por un período considerable; sin embargo, cuando se llega a los límites del acuífero, la intrusión natural de agua disminuye rápidamente, haciendo necesario un amplio programa de inyección de agua para mantener la presión por encima de 1000 lpcr.

La figura 5.21, tomada del estudio de Simons y Spain¹², muestra las predicciones del campo F obtenidas en un estudio con analizador de yacimientos y basado en datos hasta 1950 y un estudio posterior basado en datos hasta 1954. Como indica la figura, aunque se

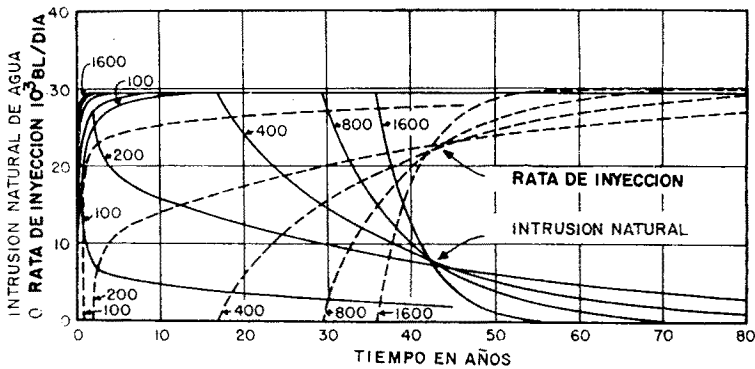


FIG. 5.20.—Ratas de intrusión natural (líneas sólidas) para una producción de 30.000 bl/día para el acuífero limitado de diferentes permeabilidades. Las líneas de trazos indican las tasas de inyección de agua requeridas para mantener la presión del yacimiento en 1000 lpcr. (Adoptado de McDowell¹¹, Actas del AIME.)

logra buena coincidencia con la historia pasada de presión, pueden haber errores o factores ignorados que afectan las predicciones. La discrepancia entre los dos estudios en la figura 5.21 puede explicarse, entre otras causas, por altas presiones erróneas durante 1950 y por la influencia de los límites del acuífero que comenzaron a

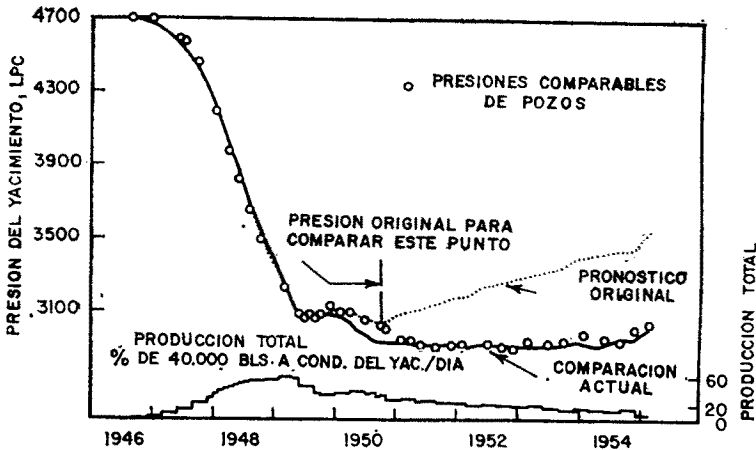


FIG. 5.21.—Pronósticos con el analizador de yacimiento para el yacimiento F comparado con su comportamiento actual. (Adoptado de Simons y Spain¹², Actas del AIME.)

afectar la presión del yacimiento en 1950. Naturalmente, las predicciones a partir de 1950, basadas en la coincidencia de presiones hasta esta fecha estarían en error. Aunque la figura 5.21 muestra la dificultad que se presenta en algunas predicciones cuando se emplea el analizador, en muchos casos las predicciones son muy exactas. Por otra parte, una investigación minuciosa del yacimiento, como en el caso del campo *F*, revela frecuentemente irregularidades en el comportamiento que hacen sospechar al investigador la veracidad de las predicciones.

8. ESTUDIOS DE INTRUSIÓN DE AGUA EN CAMPOS DE PETRÓLEO

El cálculo simultáneo del petróleo inicial y de la intrusión de agua discutido en la sección 6, se ilustra en un estudio presentado por van Everdingen, Timmerman y McMahon⁶ del yacimiento Wilcox de empuje hidrostático parcial.

La figura 5.22 muestra los datos de producción y presión para este yacimiento, inicialmente subsaturado ($m=0$). Empleando el balance de materiales y la Ec. (5.3) para representar la intrusión de agua, los autores calcularon un contenido inicial de petróleo activo

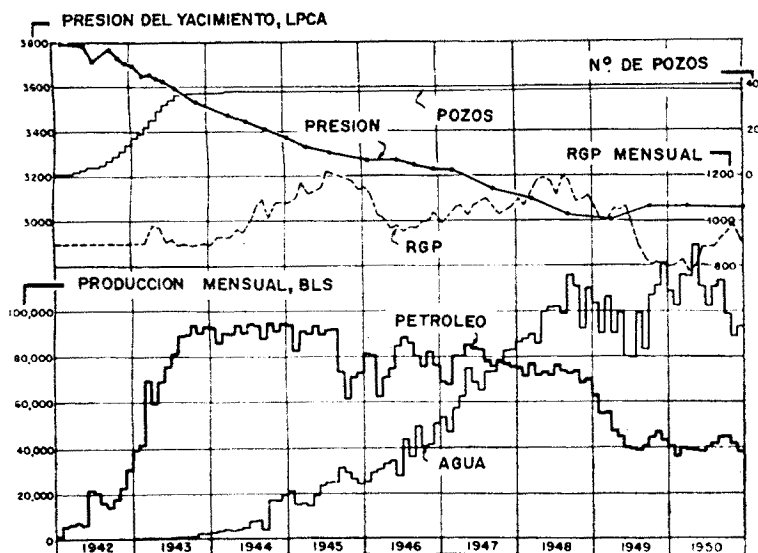


FIG. 5.22.—Historia de la producción de un yacimiento de empuje hidrostático parcial de la formación Wilcox. (Adoptado de van Everdingen, Timmerman y McMahon⁶, Actas del AIME.)

de $25,6 \pm 0,4$ MM barriles, valor muy cercano a $24,5 \pm 0,5$ MM bl calculado por el método volumétrico, para el cual se disponía de buena información. Sus estudios mostraron también que el yacimiento se encontraba en un acuífero radial y esencialmente infinito. Las desviaciones normales más favorables para el petróleo inicial fueron para un $t_D = 14 t$ (o $\Delta T = 14$), donde t es tiempo real expresado en trimestres, y para $B = 195$. Los estudios muestran también cálculos fidedignos del petróleo inicial obtenidos después de producir aproximadamente 10 por 100 del petróleo inicial, durante tres años de producción.

La tabla 5.11 presenta los valores de N y B calculados para diferentes conversiones de tiempo, y las figuras 5.23 y 5.24 muestran los gráficos de estos valores como función de tiempo. Los autores hacen la observación que algunas de las conversiones de tiempo están evi-

TABLA 5.11. Valores de B y N a partir de la ecuación de balance materiales

Conversión de tiempo *	$\Delta T = 20$	$\Delta T = 40$	$\Delta T = 2$	$\Delta T = 5$	$\Delta T = 10$	$\Delta T = 15$
Fecha	Valor de N en millones de bls					
1-1-44	28,57	27,40	26,47	25,94	25,59	24,86
45	30,02	28,07	26,68	25,96	25,50	24,63
46	27,10	26,21	26,08	26,16	26,28	26,78
47	20,47	22,65	24,42	25,37	26,01	27,55
48	17,86	21,42	23,87	25,10	25,97	27,80
49	16,73	21,06	23,86	25,26	26,20	28,27
50	16,52	21,26	24,12	25,57	26,54	28,59
51	17,09	21,89	24,70	26,15	27,09	29,08
Fecha	Valores de B					
1-1-44	763,01	406,05	246,47	182,41	146,70	85,66
45	755,19	404,94	246,38	182,35	146,59	85,38
46	819,22	424,24	249,67	181,15	143,66	81,04
47	933,96	455,19	258,05	184,02	144,39	79,71
48	977,24	465,47	260,75	184,97	144,51	79,30
49	995,59	468,36	260,76	184,41	143,88	78,59
50	998,69	466,98	259,68	183,46	143,06	78,14
51	991,35	462,90	257,50	181,89	141,86	77,54

* Tiempo adimensional correspondiente a un cuarto de año (1 trimestre).

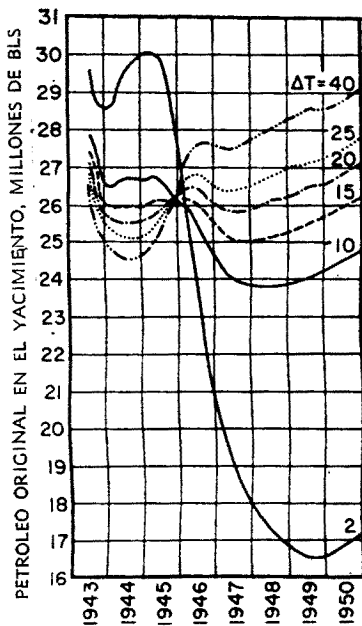


FIG. 5.23.—Petróleo inicial en el yacimiento como función de tiempo, para diferentes valores de conversión de tiempo. (Adoptado de van Everdingen, Timmerman y McMahon⁶, Actas del AIME.)

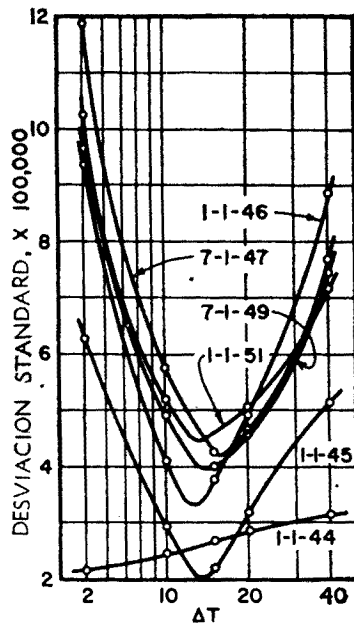


FIG. 5.25.—Desviaciones normales en N como función de la constante de conversión de tiempo a diferentes períodos de tiempo. (Adoptado de van Everdingen, Timmerman y McMahon⁶, Actas del AIME.)

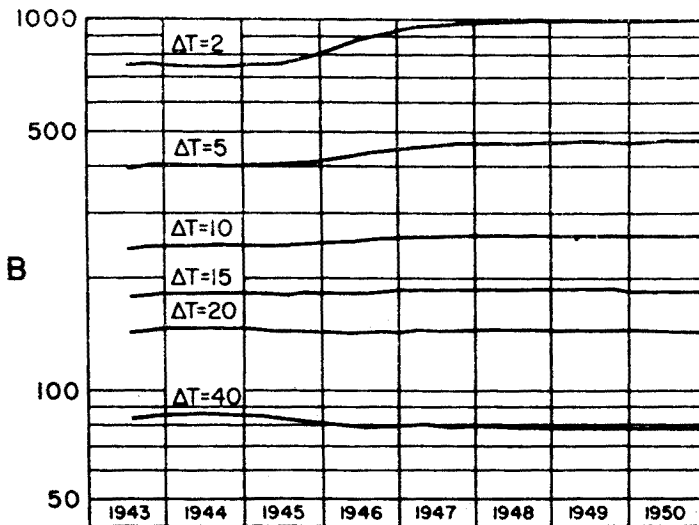


FIG. 5.24.—Valores de B en función del tiempo para diferentes conversiones de tiempo. (Adoptado de van Everdingen, Timmerman y McMahon⁶, Actas del AIME.)

dentemente en error, pero aquellas cerca de $\Delta T=14$ presentan variaciones debidas a errores en la presión y datos de PVT , y también debido a que la Ec. (5.3) no representa exactamente la intrusión de agua, lo que puede ser causado por diferentes razones, tal como la influencia de otros yacimientos en el mismo acuífero. La figura 5.25 presenta las desviaciones normales, en barriles, calculadas para diferentes períodos de tiempo como función de la conversión de tiempo. Para controlar errores que puedan introducirse en los cálculos durante la construcción y lectura de los gráficos de las propiedades PVT del gas y del petróleo, el factor volumétrico total se uniformó empleando la correlación Y , mientras que el factor volumétrico del gas se expresó como un polinomio, en la forma discutida en el capítulo 4, sección 7.

La figura 5.26 presenta los resultados del estudio del campo Magnolia, Arkansas, hecho por Nielsen¹³. Este campo tiene un em-

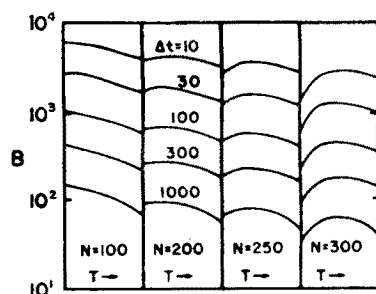


FIG. 5.26.—Valores de B para cuatro supuestos valores de N , y cinco valores de tiempo adimensional para un valor de tiempo real igual a un año; campo Magnolia, Arkansas. (Adoptado de Nielsen¹³, revista de petróleos "The Oil and Gas Journal".)

puje hidrostático de fondo y una razón de la capa de gas al volumen de petróleo de 0,214. En lugar de seguir el procedimiento descrito en la sección 6, se asumieron valores razonables de N (100, 200, 250 y 300 MM bl) y se calculó la constante B en seis períodos diferentes, asumiendo sucesivamente las conversiones de tiempo de $t_D=10 t$, $30 t$, $100 t$, $300 t$, $1000 t$, donde t está dado en años. El valor teórico del tiempo de conversión calculado con la Ec. (5.5) de datos conocidos del yacimiento es aproximadamente

$$t_D = \frac{6,323 \times 10^{-3} \times 1500 \text{ md} \times 365 \text{ días}}{0,17 \times 0,30 \text{ cp} \times 6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} \times 8000^2 \text{ pies}^2} = 177 t$$

con t expresado en años. Debido a la gran extensión conocida del acuífero Smackover, en el estudio se usaron los valores de $Q(t)$ para el caso de un acuífero infinito. De la figura 5.26 se observa que el contenido inicial de petróleo es de 200-250 MM bl, lo que está de acuerdo con los cálculos por el método volumétrico del campo Magnolia. La constante de conversión de tiempo está entre 10 y 300, y el valor de la constante B depende de la conversión de tiempo seleccionado. La constancia de B se usa como criterio para seleccionar el mejor valor de N . La variación en B con la conversión de tiempo para los mejores valores de N se debe probablemente, entre otras causas, a interferencia de otros yacimientos que se encuentran en el acuífero Smackover, como se discutirá en la sección 9.

Stewart, Callaway y Gladfelter⁵ hicieron un estudio del yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming. Es esencialmente un campo de solo empuje hidrostático en que prácticamente todo el espacio vacío formado en el yacimiento está relleno por la intrusión de agua, con una contribución muy pequeña debido a la dilatación de líquido. En la figura 5.27 se presenta una sección transversal general de la formación Tensleep, la cual aflora al este de las montañas Big Horn, donde se reabastece con aguas superficiales. Aflora de nuevo a una elevación menor hacia el noroeste, donde suministran agua al río Big Horn. Dicho movimiento de agua a través del yacimiento produjo un nivel freático o superficie hidrostática, con una inclinación de 160 pies/milla

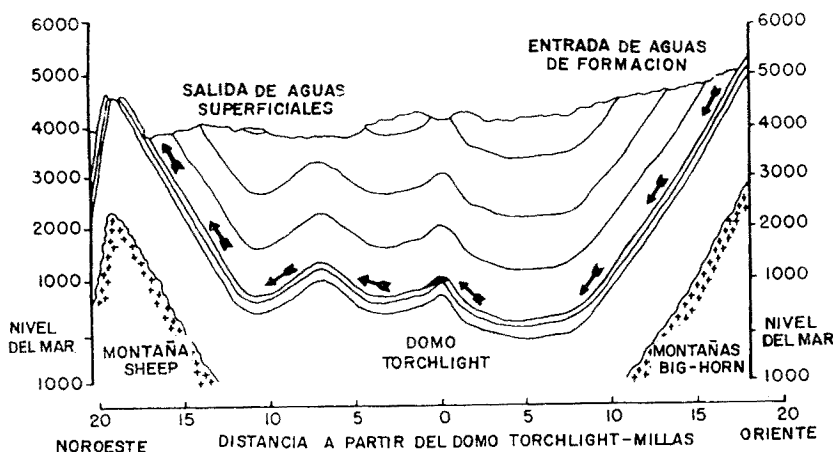


FIG. 5.27.—Sección transversal geológica del yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming. (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

aproximadamente, como lo indica la figura 5.28, en tal forma que el contacto agua-petróleo sobre el flanco sureste estaba 140 pies más elevado que sobre el flanco noroeste. Los datos de los fluidos y de la roca del yacimiento se presenta en la tabla 5.12.

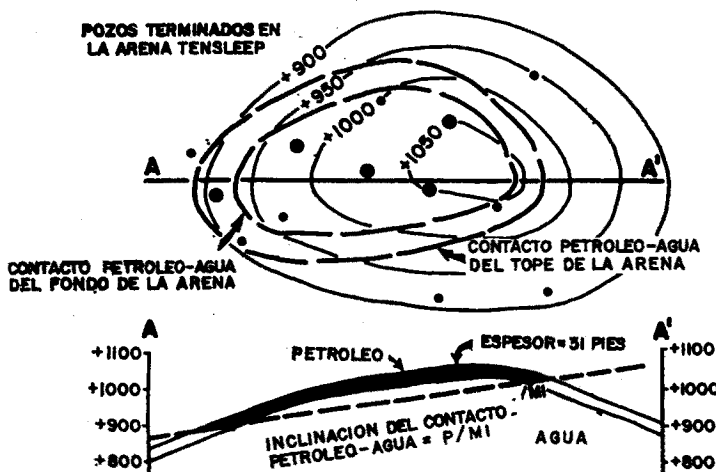


FIG. 5.28.—Mapa del subsuelo y sección transversal del yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming, indicando el nivel freático—o superficie hidrostática—inclinado. (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

El petróleo del yacimiento estaba considerablemente subsaturado, con sólo 2 p³/bl de gas disuelto a una presión de saturación de 55 lpc. El petróleo inicial “in situ” calculado a partir de estos datos y usando el método volumétrico es 6,1 MM bl, probablemente con un error menor de 10 por 100. Debido a que no existía capa inicial de gas y la presión nunca descendió hasta el punto de burbujeo, en la expresión general de balance de materiales Ec. (4.4), $m=0$ y $R_{si}=R_s=R_p$, o

$$N(B_o - B_{oi}) = N_p B_o + W_p - W_e$$

Siempre y cuando la presión esté por encima del punto de burbujeo ($B_o - B_{oi}$) puede expresarse por $c_e B_{oi}(p_i - p)$, donde c_e es la compresión

TABLA 5.12. *Datos básicos para el yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming*

Area productiva	220 acres
Espesor neto productor	31 pies
Porosidad	17 por 100
Saturación de agua connata	10 por 100
Permeabilidad medida en núcleos	204 md
Permeabilidad a partir de índices de productividad	87 md
Presión inicial	1618 lpc
Presión de saturación	55 lpc
Gas en solución	2 p ³ /bl
Temperatura del yacimiento	100 °F
Factor volumétrico del petróleo a 55 lpc	1,0255
Viscosidad del petróleo	3,5 cp
Viscosidad del agua	0,60 cp
Compresibilidad del petróleo	$7,7 \times 10^{-6}$ lpc ⁻¹
Compresibilidad del gas	$3,1 \times 10^{-6}$ lpc ⁻¹
Compresibilidad total de la roca *	$6,6 \times 10^{-6}$ lpc ⁻¹

* En unidades de volumen poroso/volumen bruto/lpc. En unidades de volumen poroso/volumen poroso/lpc, $c_t = 6,6 \times 10^{-7} \div 0,17 = 3,9 \times 10^{-6}$.

bilidad efectiva del petróleo, definida por la Ec. (3.33), y que para el campo Torchlight es

$$\begin{aligned}
 c_e &= \frac{c_t + c_o - S_w(c_o - c_w)}{(1 - S_w)} \\
 &= \frac{3,9 \times 10^{-6} + 7,7 \times 10^{-6} - 0,10(7,7 \times 10^{-6} - 3,1 \times 10^{-6})}{(1 - 0,10)} \\
 &= 12,4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}
 \end{aligned}$$

La ecuación para Torchlight se convierte en la Ec. (3.34), o

$$12,4 \times 10^{-6} NB_o(p_i - p) = N_p B_o + W_p - W_e \quad (5.19)$$

Con esta ecuación y sustituyendo el término de la intrusión de agua por cada una de las Ecs. (5.1), (5.2) y (5.3), se encontraron los valores del petróleo inicial y las constantes de intrusión de agua para cada caso resolviendo los conjuntos de ecuaciones simultáneas. Con estos valores se hicieron las predicciones de la rata de producción de petróleo y presión del yacimiento. La rata de producción se ob-

tuvo de la presión promedio del yacimiento y de los índices de productividad del pozo medidos, J , asumiendo una presión de fondo mínima de producción de 30 lpca, es decir,

$$\text{Rata de producción (max)} = J \times (\bar{p} - 30)$$

Un J total o promedio del campo de 3,2 bl/día/lpc se determinó a partir de las pruebas de pozos, de manera que el campo podía mantenerse produciendo a una rata de 500 bl/día hasta obtener una presión promedio del campo por debajo de 786 lpca, o $3,2 \times (186 - 30) = 500$ bl/día.

Las figuras 5.29 y 5.30 muestran los valores de petróleo inicial N y de las constantes de intrusión de agua k , a y c , obtenidas a partir

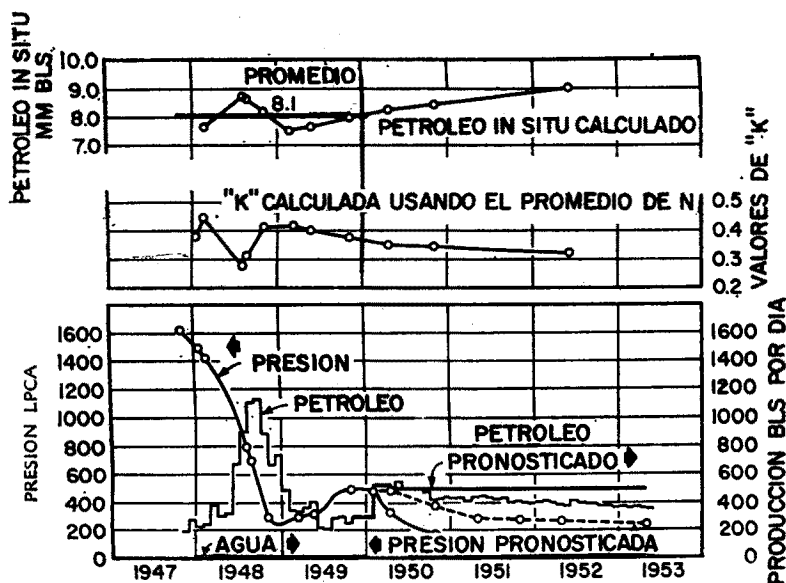


FIG. 5.29.—Cálculos simultáneos de N y k , y las predicciones a partir de 1949 para el yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming, asumiendo un acuífero de estado no continuo, Ec. (5.1). (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

de las ecuaciones de intrusión de agua, Ecs. (5.1) y (5.2), respectivamente. También muestran las presiones pronosticadas y las ratas de producción para tres años, en base a datos obtenidos sólo durante los dos primeros años de producción. El error considerable,

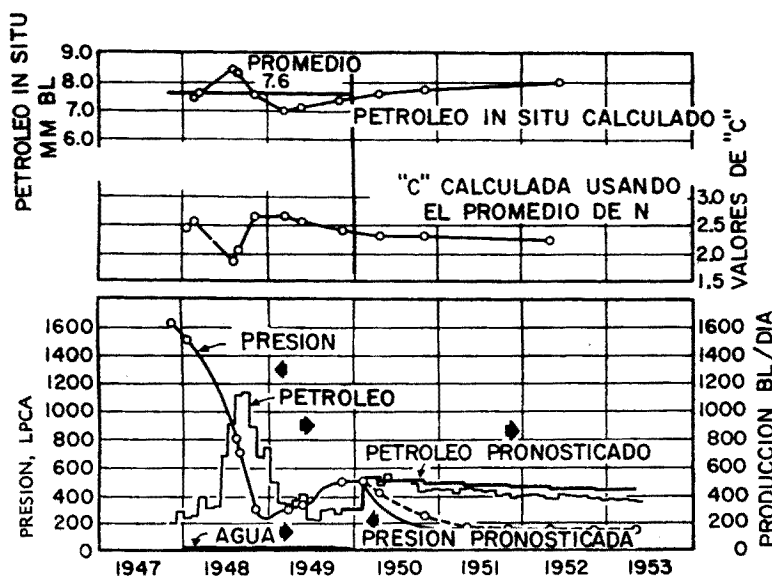


FIG. 5.30.—Cálculos simultáneos de N y c , y predicciones a partir de 1949 para el yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming, asumiendo un acuífero en estado continuo modificado, Ec. (5.2). (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

tanto en el petróleo inicial como en las presiones pronosticadas, indican que el acuífero no se encuentra en estado continuo. Usando la ecuación modificada de estado continuo de Hurst, Ec. (5.2), se puede calcular con razonable precisión el petróleo inicial y la presión futura. Este proceso sólo requiere un poco más de tiempo que lo normal. Mejores resultados se obtienen aún con la Ec. (5.3), como lo indica la figura 5.31; sin embargo, debido a la complicación adicional de conversión de tiempo y límites del acuífero, los autores encontraron que no podían obtenerse valores fidedignos con los datos de sólo dos años, y los "pronósticos" del petróleo inicial y de la rata de producción se basan en datos obtenidos durante cinco años.

Los cálculos para determinar simultáneamente el petróleo inicial y la intrusión de agua por medio de la Ec. (5.3) en un acuífero de estado no continuo son bastante laboriosos debido a la incertidumbre en la conversión de tiempo y en los límites de acuífero, expresados por la razón r_e/r_w . Deben probarse muchas combinaciones de conversión de tiempo y límites del acuífero en los conjuntos de ecuaciones simultáneas para encontrar los valores con las mínimas desviaciones normales. Para reducir el trabajo de los cálculos pueden usarse cal-

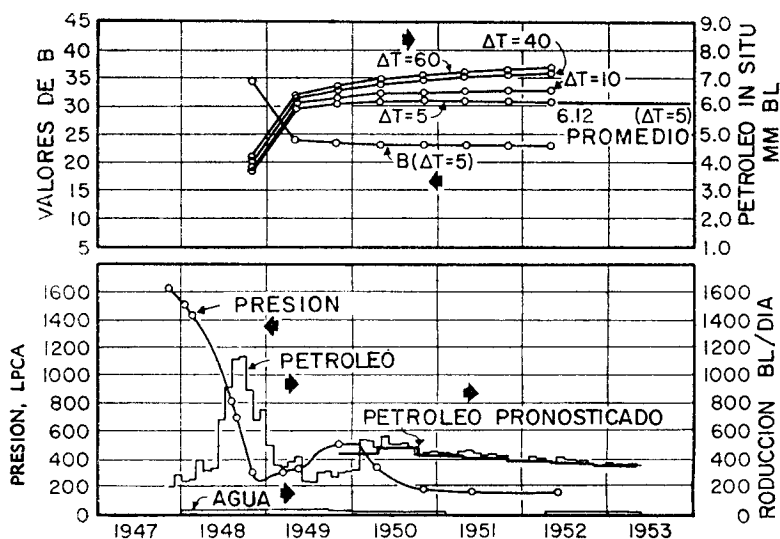


FIG. 5.31.—Cálculo simultáneo de N , B , y la conversión de tiempo para el yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming. Las predicciones a partir de 1949 están basadas en datos obtenidos hasta 1952. (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

culadoras de alta velocidad, tales como las calculadoras digitales (computadores), las cuales, previo un programa adecuado de cálculos, automáticamente los realiza en su totalidad o en parte. Una segunda alternativa es el empleo del analizador eléctrico de yacimientos discutido en la Sec. 7, con el cual pueden ensayarse, en corto tiempo, con un mínimo trabajo de cálculo, muchas combinaciones de conversión de tiempo y límites del acuífero. Es también posible introducir con el analizador, trabajando por tanteo, variaciones que puedan existir en el espesor, porosidad y permeabilidad del acuífero y en la viscosidad y compresibilidad efectiva del agua; en cambio, analíticamente los cálculos se limitan a acuíferos radiales (o lineales) uniformes.

Los resultados de algunos de los estudios hechos con el analizador en el yacimiento Torchlight se presentan en la figura 5.32, asumiendo un contenido inicial de petróleo de 6,1 MM barriles. La intrusión de agua se calculó con la Ec. (5.19), y las resistencias y condensadores, figura 5.16, se regularon por tanteo hasta duplicar la historia pasada de la presión, imponiendo sobre el analizador una corriente proporcional a la historia de intrusión de agua. Como en los cálculos de estado no continuo, el acuífero no pudo estudiarse

adecuadamente con los datos obtenidos durante los dos primeros años de producción; sin embargo, resultados mucho mejores se obtuvieron empleando datos obtenidos durante cinco años.

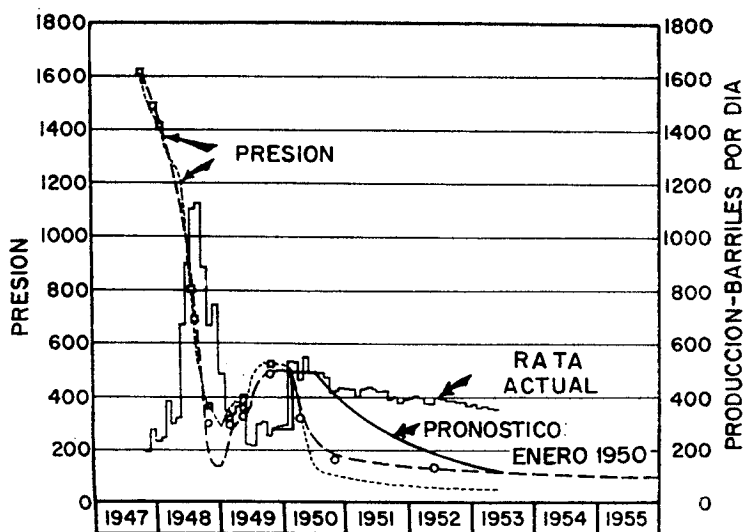


FIG. 5.32.—Estudio del yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming, con analizador de yacimientos. (Adoptado de Stewart, Callaway y Gladfelter⁵, Actas del AIME.)

9. INTERFERENCIA DE PRESIÓN ENTRE YACIMIENTOS CON UN ACUÍFERO COMÚN

Bruce¹⁴ hizo un estudio con el analizador eléctrico de yacimientos a 12 yacimientos de petróleo y condensado de la caliza Smackover del sur de Arkansas, los cuales tenían un acuífero común, El campo Magnolia discutido en la Sec. 8 es el yacimiento más grande de la formación Smackover.

La figura 5.33 muestra parte de la red eléctrica de condensadores y resistencias empleada en la representación del acuífero y sus yacimientos. Como lo muestra la figura 5.37, el acuífero está dividido en depósitos o unidades, algunas de las cuales contienen todo o parte de un yacimiento. El tamaño del condensador que representa cada unidad varía de acuerdo con el volumen de fluido o fluidos dentro de la unidad, es decir, proporcional con la *capacidad de almacenamiento*. Los condensadores están interconectados por resistencias cuyos valores son inversamente proporcionales a la transmisibilidad del agua en esa porción del acuífero, la que a su vez es

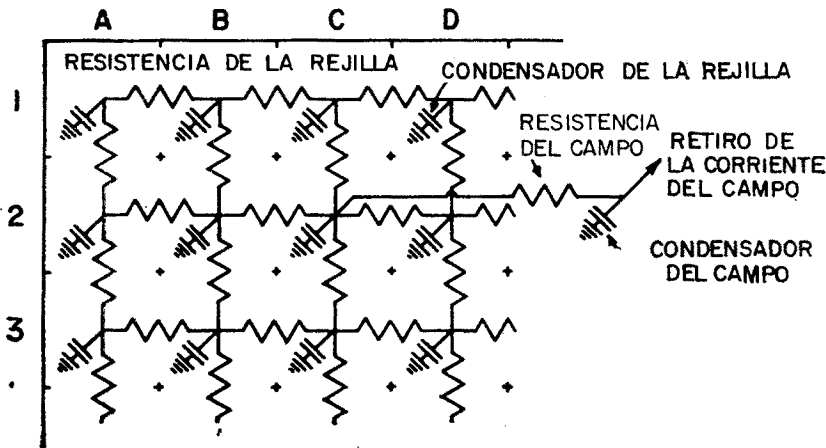


FIG. 5.33.—Circuito eléctrico usado en un analizador de yacimientos para representar el acuífero y su yacimiento. (Adoptado de Moore y Truby¹⁷, Actas del AIME.)

función de la permeabilidad y el espesor de la formación y de la viscosidad del agua. En la operación, se remueve electricidad de cada condensador que contiene un yacimiento o parte del mismo a una rata y a una serie de tiempos proporcional a las ratas actuales de vaciamiento del yacimiento. Los valores de los condensadores y resistencias pueden regularse en tal forma que las historias de voltaje de los distintos yacimientos se aproximan a las historias actuales de presión. Los estudios ayudaron a definir la naturaleza del acuífero Smackover y a mejorar las predicciones del comportamiento de los yacimientos contiguos.

Cuando se descubrió, en 1940, el campo Hawkins en la cuenca East Texas, los estudios de presiones indicaron que la presión inicial del yacimiento East Hawkins (yacimiento oriental) era 1710 lpc a una profundidad de 4075 pies bajo el nivel del mar, y en el yacimiento West Hawkins (yacimiento occidental) era 1990 lpc a la misma profundidad. Debido a una gran falla noreste-suroeste que dividía los dos yacimientos y a un depósito de asfalto pesado de unos 40 pies de espesor, encontrado en el fondo de la zona de producción de petróleo en el yacimiento West Hawkins, se dedujo que este yacimiento era de tipo volumétrico o cerrado cuya presión inicial al tiempo de descubrimiento (1990 lpc) se aproximaba a la presión normalmente esperada a tal profundidad (2100 lpc) en la formación Woodbine, donde se encuentran ambos yacimientos.

Se dedujo que la presión mucho menor observada en el yacimiento East Hawkins era resultado de la mayor producción del campo East Texas también en la formación Woodbine, durante los 10 años transcurridos antes del descubrimiento del campo East Hawkins. Más aún, ya que ambos yacimientos estaban unidos al mismo acuífero y además interfieren entre sí, las disminuciones de presión son más rápidas de lo que serían si sólo un campo fuese producido del acuífero. Es evidente, por lo tanto, que debe considerarse este efecto en estudios de yacimientos desarrollados en un acuífero común, si queremos obtener resultados satisfactorios.

Las relaciones de presión observadas con el descubrimiento de los yacimientos East Hawkins y West Hawkins condujeron a Bell y Shepherd¹⁵ a hacer un estudio de la presión de la formación Woodbine dentro de la cuenca East Texas. La formación consiste en una capa gruesa de arena interestratificada con lutitas (shales); aflora en el norte y oeste, asciende y se atenúa hacia el oeste y se adelgaza a medida que desciende dentro del geosinclinal de la Costa del Golfo hacia el sur. Alrededor de 42 campos de gas y petróleo, incluyendo el inmenso campo East Texas, se encuentran en la formación Woodbine, compartiendo un acuífero común que cubre una extensión de 31.500 millas cuadradas. El gradiente de presión en la arena Woodbine, en función de la profundidad, se determinó a partir de densidades de agua corregidas por temperatura y compresibilidad del agua. Empleando estos gradientes y varias presiones determinadas con precisión a diferentes profundidades, se obtuvo una curva entre presión y profundidad. La extrapolación de la curva a presión cero indicó una elevación promedia de afloramiento de 423 pies.

La figura 5.34 presenta el mapa de pérdida de presión para el acuífero Woodbine construido con presiones medidas en arenas acuíferas, limpias y porosas de la formación Woodbine en pozos localizados en 18 condados. Al este, las líneas de presión son aproximadamente circulares en torno al campo East Texas, principal fuente de perturbación de la presión en el acuífero. Ocurre una mínima pérdida de presión en la parte central del acuífero con centros adicionales de perturbación en el sur y suroeste.

Rumble, Spain Stamm¹⁶ estudiaron la formación Woodbine con un analizador de yacimientos. La figura 5.35 presenta el mapa de pérdida de presión de un estudio en enero de 1950, donde se observa bastante similitud con el mapa de la figura 5.34 basado en presiones medidas. Los autores citados también emplearon el analizador para pronosticar el comportamiento del campo East Texas, donde se cree que una disminución grande en la presión puede causar que

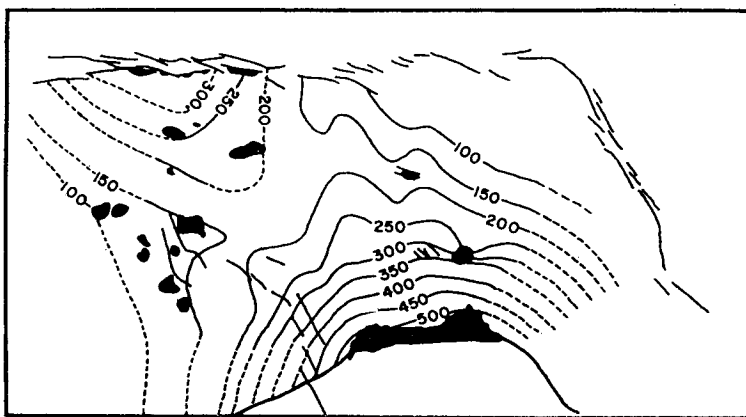


FIG. 5.34.—Pérdida de presión en el aurífero Woodbine a partir de medidas en los pozos. (Adoptado de Bell y Shepherd¹⁵, Actas del AIME.)

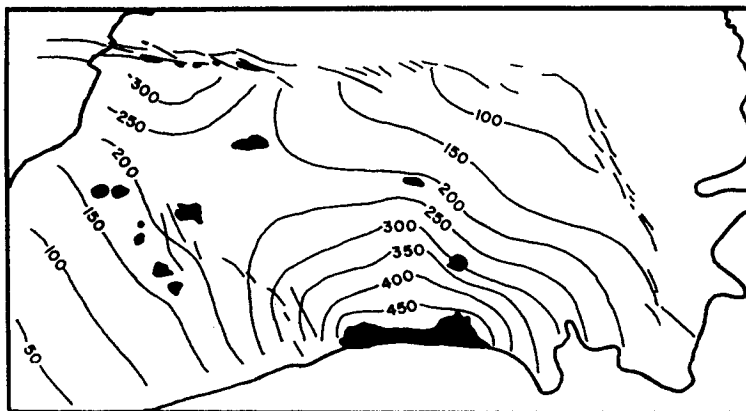


FIG. 5.35.—Pérdida de presión en el acuífero Woodbine a partir de un estudio con un analizador de yacimientos. (Adoptado de Rumble, Spain y Stamm¹⁶, Actas del AIME.)

existan razones gas-petróleo muy altas y, por consiguiente, una pérdida en el petróleo recuperable. La figura 5.36 presenta las predicciones para el campo East Texas basadas en varias suposiciones

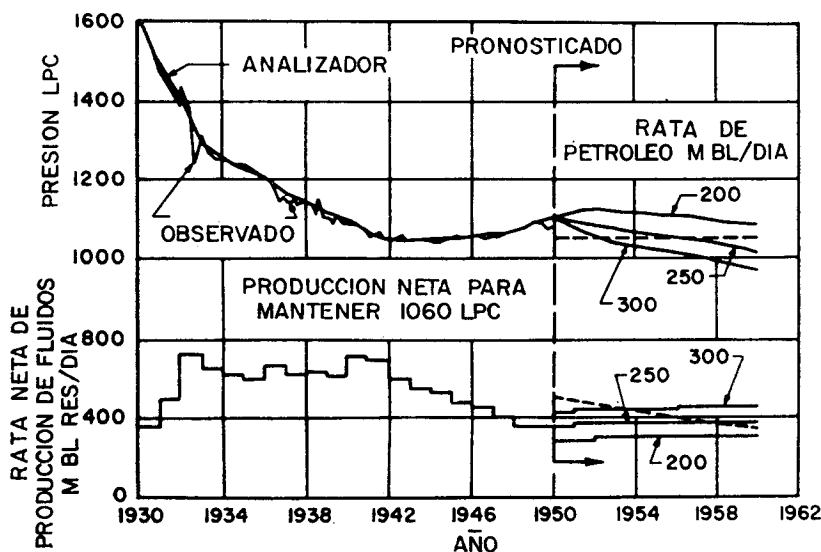


FIG. 5.36.—Estudio con analizador de yacimientos del campo East Texas. (Adoptado de Rumble, Spain y Stamm¹⁶, Actas del AIME.)

razonables de producción de agua, y en la reinyección del 90 por ciento del agua producida a la formación Woodbine por medio de pozos de inyección. Se muestra la disminución neta en presión para tres diferentes tasas netas de vaciamiento del yacimiento, y también la tasa neta de vaciamiento que puede mantenerse sin permitir que la presión caiga por debajo de 1060 lpc, el punto mínimo de la historia de presión del campo East Texas.

Moore y Truby¹⁷ estudiaron con el analizador cinco campos desarrollados en la formación Ellenburger del campo West Texas. La figura 5.37 presenta la distribución de presión a lo largo del acuífero cuyos límites han sido determinados por pozos perforados en el área. Una falla entre los campos Martín y Embar y una al este del campo TXL afectan la distribución de presión. Estas fallas se representan en el analizador omitiendo resistencias entre las unidades del sistema de cualquier lado de la falla. La figura 5.37 presenta también las 30 unidades en que se dividió el acuífero y los campos para su representación con el analizador. La figura 5.38 muestra la caída de presión del campo Andector debido a su producción propia y a la de otros cuatro campos que tenía el acuífero, determinadas en el es-

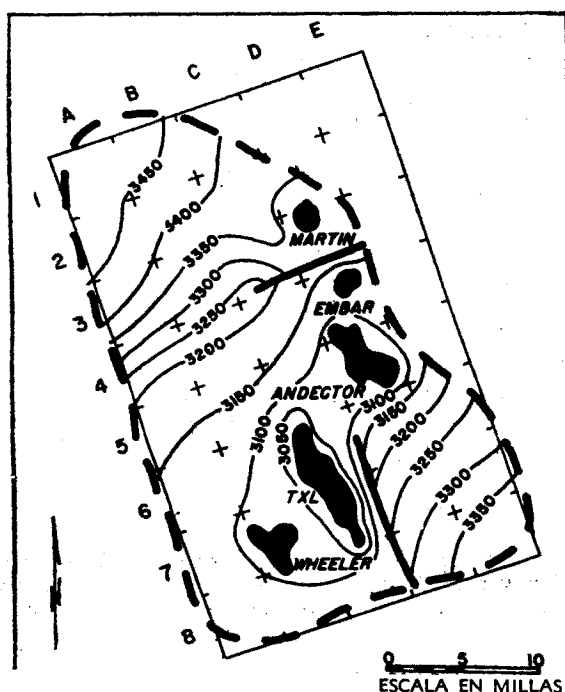


FIG. 5.37.—Estudio con analizador de yacimientos de cinco campos terminados en la formación Ellenburger, en el occidente de Texas, con un acuífero limitado común. (Adoptado de Moore y Truby¹⁷, Actas del AIME.)

tudio con el analizador. Al final de 1951, la presión del campo Andector había disminuido sólo 220 lpc debido a su propia producción, y 875 lpc debido a la producción de los otros cuatro campos. Naturalmente, los balances de materiales hechos sin tomar en consideración la interferencia presente están en un grave error.

Los estudios de los acuíferos Smackover, Woodbine y Ellenburger se hicieron usando analizadores eléctricos porque las soluciones matemáticas son muy complejas. Además, el análisis matemático requiere un conocimiento muy preciso del acuífero y, por lo general, esto sólo se conoce parcialmente. Con el analizador, pueden introducirse por tanteo varios límites y características del acuífero, y probarlos con la misma exactitud que el analizador reproduce la historia conocida de presión del yacimiento. Mortada¹⁸ desarrolló

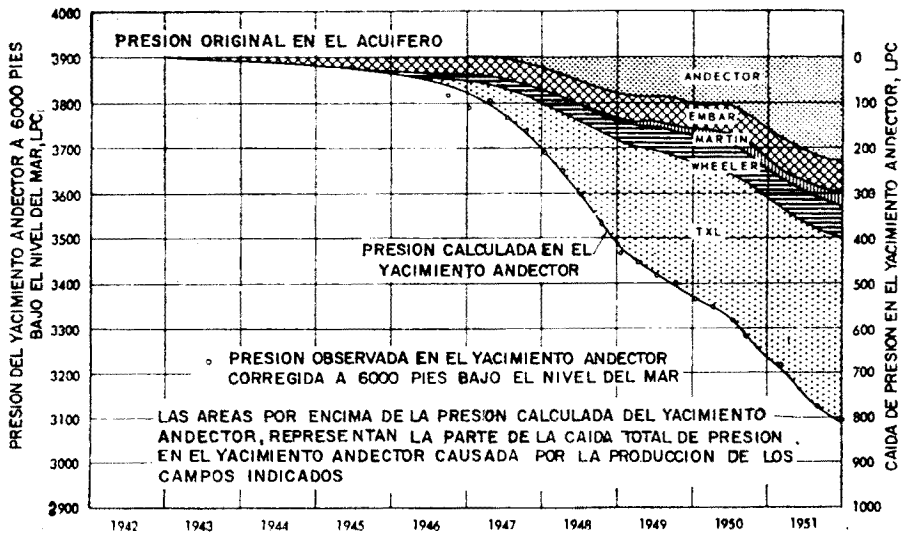


FIG. 5.38.—Pérdida de presión en el campo Andector, Texas, debido a su propia producción y a la de cuatro campos adicionales, todos produciendo del mismo acuífero. (Adoptado de Moore y Truby¹⁷, Actas del AIME.)

un método matemático para considerar la interferencia en los campos de petróleo cuando el acuífero es esencialmente de extensión infinita.

PROBLEMAS

5.1. Un acuífero de 28.850 acres incluye un yacimiento de 451 acres. Los datos de la formación son los siguientes: $\phi=22$ por 100, espesor=60 pies, compresibilidad= 4×10^{-6} lpc⁻¹ y permeabilidad=100 md. La viscosidad del agua es 0,30 cp y su compresibilidad es $3,0 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹. La saturación de agua connata del yacimiento es 26 por 100. El yacimiento se encuentra aproximadamente en el centro del acuífero cerrado; por consiguiente, toda su circunferencia está expuesta a intrusión de agua, es decir, $\theta=360$.

a) Calcular los radios efectivo del acuífero y del yacimiento y su razón r_e/r_w . Res.: 20.000 pies; 2500 pies; 8,0.

b) Cuál es el volumen de agua que el acuífero puede suministrar al yacimiento por compactación de la roca y expansión del

agua por lpc de caída de presión a través del acuífero. Res.: 114.300 p³/lpc.

c) Cuál es el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento. Res.: 191,8 MM p³.

d) Cuál es la caída de presión en el acuífero necesaria para suministrar un volumen de agua equivalente al contenido inicial de hidrocarburos en el yacimiento. Res.: 1678 lpc.

e) Calcular la constante teórica de conversión de tiempo para el acuífero. Res.: 0,219 × días.

f) Calcular el valor teórico de B para el acuífero. Respuesta.: 646,2 bl/lpc.

g) Calcular la intrusión de agua a 100, 200, 400 y 800 días si la presión en el límite del yacimiento decrece y se mantiene constante a 3450 lpca a partir de su valor inicial de 3500 lpca. Usar los valores teóricos de B y tiempo adimensional, y $r_e/r_w=8,0$ calculado en la parte (a). Res.: 417, 645, 874, 996 M bl.

h) Si la presión en el límite cambia de 3450 lpca a 3460 lpca después de 100 días, y se mantiene constante en este valor, cuál sería la intrusión de agua a los 200, 400 y 800 días medida a partir del primer decremento de presión a tiempo cero. Obsérvese que este segundo cambio de presión es un incremento de presión a partir de 100 días; de manera que Δp_2 será negativo, igual que la intrusión de agua causada por este incremento de presión. Res.: 417, 561, 717, 800 M bl.

i) Calcular la intrusión acumulativa de agua a 500 días a partir de la siguiente historia de la presión en el límite:

t (días)	0	100	200	300	400	500
p (lpca)	3500	3490	3476	3458	3444	3420

Res.: 918,4 M bl.

j) Repetir la parte (i) asumiendo un acuífero infinito; y después asumiendo $r_e/r_w=5,0$. Res.: 1163, 500 M bl.

k) Cuál es el tiempo en días en que los límites del acuífero comienzan a afectar la intrusión, es decir, cuando los valores de $Q(t)$ para $r_e/r_w=5,0$ y 8,0 comienzan a desviarse considerablemente de los valores para el acuífero infinito. Res.: 14; 41 días.

l) A partir del valor límite de $Q(t)$ para $r_e/r_w=8,0$, cuál es la máxima intrusión de agua disponible para una caída de presión de una lpc. Comparar este resultado con el calculado en parte (b). Respuesta: La misma: 114.300 p³/lpc.

5.2. ¿Cuál es la intrusión acumulativa para el quinto y sexto períodos del ejemplo 5.4 y tabla 5.3? Res.: 773; 1202 M bl.

5.3. A partir de la Ec. (5.) demostrar que t_D es una cantidad adimensional.

5.4. Demostrar que las dimensiones de B son $M^{-1}L^4T^2$.

5.5. Si B está en barriles por lpc y Δp en lpc, ¿cuáles son las unidades de $Q(t)$?

5.6. La ecuación que representa la caída de voltaje de un condensador de C faradios a través de una resistencia de R ohmios a partir de un voltaje inicial de V_i voltios es

$$V = V_i e^{-t/RC}$$

donde t está en segundos.

a) Sea $v_D = V/V_i$, voltaje adimensional y t_D = tiempo adimensional. Demostrar que la ecuación universal para la descarga de un condensador a través de una resistencia en función del voltaje y tiempo adimensionales es

$$v_D = e^{-t_D}$$

b) Construir un gráfico entre v_D y t_D .

c) Por medio del gráfico encontrar el voltaje de una condensador de 200 mfd (200×10^{-6} faradios) cargado inicialmente a 250 voltios, después de que descarga por 15 segundos a través de una resistencia de 50.000 ohmios. Entrar en el gráfico con tiempo adimensional t_D y encontrar v_D . Con v_D hallar el voltaje V . Respuesta: $t_D = 1,5$; $v_D = 0,23$; $V = 57,5$ voltios.

d) Comparar las soluciones universales anteriores con las soluciones de van Everdingen y Hurst de la ecuación de difusividad.

5.7. a) Calcular los valores de Φ_n , Φ_g y Φ_w de las Ecs. (5.11)-(5.13) empleando los siguientes datos de PVT a 2800 lpca:

$$\begin{array}{lll} B_{oi} = 1,476 \text{ bl/BF} & B_o = 1,407 \text{ bl/BF} & m = 0,2142 \\ B_{gi} = 0,000874 \text{ bl/PCS} & B_g = 0,001044 \text{ bl/PCS} & \\ R_{si} = 857 \text{ PCS/BF} & R_s = 700 \text{ PCS/BF} & \end{array}$$

$$\text{Res.: } \Phi_n = 4,333; \Phi_g = 0,00669; \Phi_w = 6,410.$$

b) Cuáles son las unidades de los valores de Φ en la parte (a).

c) Si el petróleo cumulativo producido es 6,325 MM BF, la razón gas-petróleo neta cumulativa, 1144 PCS/BF, y la producción cumulativa de agua, 635.000 bl, ¿cuál es la intrusión de agua a 2800

lpca empleando la Ec. (5.14)? El petróleo inicial "in situ" es 37,314 MM BF. Res.: 6,641 MM bl.

5.8. a) Probar si los siguientes datos de intrusión de agua corresponden a una intrusión de estado continuo, Ec. (5.1), determinando la constante de intrusión a cada intervalo:

t , días	p , lpca	W_e , M bl
0	2500	00,0
100	2490	18,5
200	2440	57,2
300	2330	258,5
400	2170	635,5
500	2100	1273,1
600	2080	1780,0
700	2130	2410,4
800	2150	2738,5
900	2190	3284,3
1000	2160	3488,6
1100	2140	4084,8

Res.: $k_{100}=28,6$; $k_{1000}=11,8$ bl/día/lpc.

b) Asumiendo que los datos pueden expresarse adecuadamente por la Ec. (5.2), calcular las constantes c y a como en la tabla 5.8. Res.: $c=20,0$; $a=0,050$.

c) Comparar las ratas de intrusión pronosticadas usando las constantes encontradas en parte (b) con las ratas de intrusión calculadas en parte (a).

5.9. El volumen total del yacimiento del campo Douglas se estimó en 96.000 ac-p. El análisis de núcleos indica que 7,0 por 100 de este volumen estaba ocupado inicialmente por gas libre y 93,0 por 100 por petróleo; la porosidad promedio es 21,4 por 100 y la saturación promedio de agua innata, 32 por 100.

a) Si $B_{oi}=1,422$ bl/BF, ¿cuál es el petróleo inicial "in situ" empleando el método volumétrico? Res.: 71,0 MM bl.

b) Si $B_{gi}=0,000940$ bl/PCS, ¿cuál es el gas libre inicial "in situ" empleando el método volumétrico? Res.: 8,009 MMM PCS.

c) ¿Cuál es el valor de m para el campo Douglas? Res.: 0,0753.

d) La tabla dada a continuación presenta los datos de PVT en función de Φ_n , Φ_g y Φ_w , producción acumulativa de petróleo, gas y agua,

y los valores de $\int_0^t (p_i - p) dt$ para cinco períodos anuales. Determinar con una serie de ecuaciones simultáneas el petróleo "in situ" y la constante de intrusión de agua, k , asumiendo un acuífero en estado continuo. Comparar las respuestas con la parte (a) y con el valor de $k=13,4$ bl/día/lpc, determinadas por el método volumétrico; p_i es 2750 lpca. Res.: $N=69,44$ MM bl; $k=15,53$ bl/día/lpc.

e) Calcular el valor absoluto de las desviaciones normales y el porcentaje de las mismas, tanto para N como para k . Res.: 0,71 MM; 1,00 bl/día/lpc; 1,02 y 6,37 por 100.

Tabla para el problema 9

	Períodos de tiempo en años				
	1	2	3	4	5
Presión, lpca	2665	2475	2225	1920	1750
Φ_n	30,405	9,443	4,109	2,029	1,430
Φ_n	0,04317	0,01480	0,00746	0,00465	0,00376
Φ_w	44,052	14,025	6,321	3,343	2,444
N_w , MM bl	1,202	3,778	7,030	10,350	13,780
G_w , MM PCS	926	3266	7415	13,570	18,615
W_w , MM bl	0	0	0,152	0,827	2,354
$\int_0^t (p_i - p) dt$					
MM lpc-días	0,0093	0,0693	0,1673	0,3415	0,6644

5.10. a) ¿Cuál es el volumen de agua en el acuífero limitado de las figuras 5.17-5.20? Res.: 323 MMM bl.

b) Con referencia a la curva de 18.000 BPD del acuífero limitado de la figura 5.18, calcular en la región de estado continuo la rata a que el acuífero suministra agua al yacimiento, si en el acuífero la presión disminuye en todas partes a la misma velocidad que en el centro del yacimiento. Res.: 18.000 BPD; 7 lpc/año.

c) En la región de presión estabilizada para las curvas del acuífero infinito de la figura 5.18 demostrar que para todas las ratas de producción el valor de la constante de intrusión de agua en estado continuo es cerca de 65 bl/día/lpc.

d) Demostrar en la región de presión estabilizada para las curvas del acuífero infinito de la figura 5.19, que el valor de la constante de intrusión de agua en estado continuo es proporcional a la permeabilidad del acuífero.

REFERENCIAS

- ¹ R. J. Schilthuis, "Active Oil and Reservoir Energy", *Trans. AIME* (1936), 118, 37.
- ² S. J. Pirson, *Elements of Oil Reservoir Engineering*, 2nd Ed. (New York: McGraw-Hill Book Company Inc., 1958), p. 608.
- ³ A. F. van Everdingen y W. Hurst, "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", *Trans. AIME* (1949), 186, 305.
- ⁴ A. T. Chatas, "A. Practical Treatment of Nonsteady-State Flow Problems in Reservoir Systems", *Petr. Engr.* (1953), 25; n.º 5, may, p. B-42; n.º 6, june, p. B-38; n.º 8, august, p. B-44.
- ⁵ F. M. Stewart, F. H. Callaway y R. E. Gladfelter, "Comparison of Methods for Analyzing a Water Drive Field, Torchlight Tensleep Reservoir, Wyoming", *Trans. AIME* (1935), 204, 197.
- ⁶ A. F. van Everdingen, E. H. Timmerman y J. J. McMahon, "Application of the Material Balance Equation to a Partial Water-Drive Reservoir", *Trans. AIME* (1953), 198, 51.
- ⁷ G. W. Tracy, "Simplified Form of the Material Balance Equation", *Trans. AIME* (1955), 204, 243.
- ⁸ R. W. Woods y M. Muskat, "An Analysis of Material-balance Calculations", *Trans. AIME* (1945), 160, 124.
- ⁹ E. R. Brownscombe y F. Collins, "Estimation of Reserves and Water Drive from Pressure and Production History", *Trans. AIME* (1949), 186, 92.
- ¹⁰ W. A. Bruce, "An Electrical Device for Analyzing Oil-Reservoir Behavior", *Trans. AIME* (1943), 157, 112.
- ¹¹ J. M. McDowell, "Performance of Water-Drive Reservoirs, Including Pressure Maintenance, as Determined by the Reservoir Analyzer", *Trans. AIME* (1955), 204, 73.
- ¹² L. H. Simons y H. H. Spain, "Limitations on Pressure Predictions for Water-Drive Reservoirs", AIME Paper n.º 915-G, presented oct. 6, 1957, Dallas, Texas.
- ¹³ R. F. Nielsen, "Use of Solutions of the Diffusivity Equation in the Material Balance Equation", *The Oil and Gas Journal*, nov. 1, 1954, p. 111.
- ¹⁴ W. A. Bruce, "A Study of the Smackover Limestone Formation and the Reservoir Behavior of Its Oil and Condensate Pools", *Trans. AIME* (1944), 155, 88.
- ¹⁵ J. S. Bell y J. M. Shepherd, "Pressure Behavior in the Woodbine Sand", *Trans. AIME* (1951), 192, 19.
- ¹⁶ R. C. Rumble, H. H. Spain y H. E. Stamm, "Reservoir Analyzer Study of the Woodbine Basin", *Trans. AIME* (1951), 192, 331.
- ¹⁷ W. D. Moore y L. G. Truby, Jr., "Pressure Performance of Five Fields Completed in a Common Aquifer", *Trans. AIME* (1952), 195, 297.
- ¹⁸ M. Mortada, "A Practical Method for Treating Oil Field Interference in Water-Drive Reservoirs", *Trans. AIME* (1955), 160, 124.

VI. MOVIMIENTO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS

1. LA LEY DE DARCY

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, o

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad (6.1)$$

v es la velocidad *aparente* en centímetros por segundo e igual a q/A donde q es la rata volumétrica del flujo, en centímetros cúbicos por segundo, y A es el área de la sección transversal total o *aparente* de la roca, en centímetros cuadrados. En otras palabras, A incluye tanto el área del material sólido (esqueleto mineral) de la roca como también el área de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en centipoises, y el gradiente de presión, dp/ds , tomado en la misma dirección que q y v , en atmósferas por centímetro. La constante de proporcionalidad, k , es la *permeabilidad* de la roca expresada en darcys. La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido y es similar al término de conductividad eléctrica. El signo negativo indica que si se toma el flujo positivo en la dirección positiva de s , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/ds es negativa.

La ley de Darcy se aplica sólo en la región de flujo laminar. En

flujo turbulento, que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta a una rata mayor que la del flujo. Afortunadamente, excepto en casos de muy altas ratas de inyección o de producción en la vecindad del pozo, el flujo en el yacimiento y en la mayoría de las pruebas hechas en el laboratorio es laminar y la ley de Darcy se cumple. La ley de Darcy no se aplica a flujo en canales porosos individuales, sino a partes de la roca de dimensiones razonablemente grandes comparadas con el tamaño de los canales porosos; en otras palabras, es una ley estadística que promedia el comportamiento de muchos canales porosos. Por esta razón, con muestras de formación de areniscas uniformes de uno o dos centímetros se obtienen resultados satisfactorios de mediciones de permeabilidad, en cambio, rocas de tipo fracturado o drusoso exigen muestras mucho más grandes.

Debido a la porosidad de la roca, a la tortuosidad de las líneas de flujo y a la ausencia de flujo en algunos de los espacios porosos (incomunicados), la velocidad real del fluido varía de lugar a lugar dentro de la roca, y mantiene un promedio mucho más alto que la velocidad aparente. Como las velocidades reales no son medibles por lo general, y para mantener porosidad y permeabilidad independientes, las velocidades *aparentes* constituyen la base de la ley de Darcy. Es decir, la velocidad real promedia de avance de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido satura por completo la roca.

La unidad de permeabilidad es el *darcy*. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de darcy, es decir, *milidarcys*, 0,001 darcy. Las permeabilidades de formaciones de gas y petróleo comercialmente productoras varían desde pocos milidarcys a varios miles. Las permeabilidades de calizas intergranulares pueden ser sólo una fracción de un milidarcy y aun tener producción comercial, siempre y cuando la roca contenga fracturas u otro tipo de aberturas adicionales naturales o artificiales. Rocas con fracturas y tipo drusoso pueden tener permeabilidades muy altas y algunas calizas cavernosas se aproximan al equivalente de tanques subterráneos.

La permeabilidad de un núcleo medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedia del yacimiento o parte del mismo, ya que a menudo se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal. Muchas veces la permeabilidad de una roca que parece uniforme puede cambiar varias

veces en un núcleo de una pulgada. Por lo general, la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación de rocas estratificadas es más alta que la permeabilidad vertical. Además, en algunos casos, la permeabilidad a lo largo del plano de estratificación varía considerable y consistentemente con la orientación del núcleo debido probablemente a la deposición orientada de partículas de mayor o menor alargamiento y a lixiviación o cementación posteriores por aguas migratorias. En algunos yacimientos pueden observarse tendencias generales de permeabilidad de un sitio a otro, y muchos yacimientos determinan sus límites total o parcialmente por rocas de permeabilidad muy baja y, naturalmente, por la capa que sirve de cubierta superior. Es común la presencia de uno o más estratos de permeabilidad uniforme en parte o en todo el yacimiento. Durante el desarrollo adecuado de yacimientos es acostumbrado tomar muchos núcleos de pozos seleccionados a través del área productiva, midiendo la permeabilidad y porosidad de cada pie de núcleo recuperado. Los resultados se interpretan por lo general estadísticamente ^{*, 1, 2}.

El gradiente dp/ds es la fuerza de empuje, y se debe a los gradientes de presión del fluido y en parte o totalmente a los gradientes hidráulicos (gravitacionales), superpuestos e intercambiables. En muchos casos de interés práctico los gradientes hidráulicos, aunque siempre presentes, son pequeños comparados con los gradientes de presión del fluido, y son frecuentemente despreciados. En otros casos, los gradientes hidráulicos son importantes y deben considerarse, en particular, en operaciones de producción por bombeo en yacimientos con presiones agotadas, o en yacimientos con capa de gas en expansión con buenas características de drenaje gravitacional. En caso de que ambos actúen simultáneamente, la Ec. (6.1) puede modificarse a:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - 9.67 \times 10^{-4} \rho \cos \theta \right) \quad (6.2)$$

ρ es la densidad del fluido en gramos por centímetro cúbico y θ es el ángulo entre la dirección positiva de s y la línea vertical en dirección hacia abajo. 9.67×10^{-4} convierte el gradiente de presión en gramos por centímetro cuadrado por centímetro a atmósferas por centímetro.

En ingeniería interesa más expresar las Ecs. (6.1) y (6.2) en unidades prácticas de campo: q en barriles por día, A en p^2 y dp/ds en lpc por pie, manteniendo k un darcys y μ en centipoises. La conversión es la siguiente:

* Las referencias citadas a través del libro se encuentran al final de cada capítulo.

$$\begin{aligned}
 & \frac{q \times 42 \text{ gal/bl} \times 3785,43 \text{ cm}^3/\text{gal}}{86.400 \text{ seg/día} \times A \times (30,48 \text{ cm/p}^2)} \\
 &= - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds \times 30,48 \text{ cm/p} \times 14,696 \text{ lpc/atm}} \\
 v = \frac{q}{A} &= -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad (6.3)
 \end{aligned}$$

donde q son barriles por día y A en pie^2 , la velocidad viene dada en barriles por día por pie^2 y *no* en pies por día. Algunos autores emplean la unidad de permeabilidad denominada *permio*, definida por

$$\text{Permio} = 1,127 \times \text{darcys} \quad (6.4)$$

El propósito de esta definición es eliminar la constante 1,127. La Ec. (6.3) se presenta a veces con la constante 6,328, o sea, el producto de 1,127 y 5,615 p^3/bl . Usando 6,328, q se expresa en p^3 por día y v en pies por día. También se puede expresar la Ec. (6.2) en unidades de campo así:

$$v = -1,127 \frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - 0,433 \rho \cos \theta \right) \quad (6.5)$$

$0,433 \rho \cos \theta$ es el gradiente hidráulico en lpc por pie, ρ la gravedad específica relativa al agua y θ es lo mismo que en la Ec. (6.2).

Los gradientes hidráulicos en los yacimientos varían de un máximo alrededor de 0,5000 lpc/p para salmueras a 0,433 lpc/p para agua dulce a 60 °F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 lpc/p, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002 lpc/p para gas natural a 100 lpca. Los valores citados corresponden a gradientes verticales. El gradiente efectivo es reducido por el factor $\cos \theta$. Así, un crudo de gravedad específica de 0,60 en el yacimiento tiene un gradiente vertical de 0,260 lpc/pie; sin embargo, si el crudo es forzado a fluir a través del plano de estratificación de su estrato cuyo buzamiento es 15° ($\theta = 75^\circ$), el gradiente hidráulico efectivo es sólo $0,26 \cos 75^\circ$, ó 0,067 lpc/p. Aunque estos gradientes hidráulicos son pequeños comparados con las presiones encontradas comúnmente en el yacimiento, los gradientes de presión del fluido, excepto en la proximidad del pozo, también son bastante bajos y sus valores se encuentran en el intervalo mencionado. Los gradientes de presión del fluido a pocos pies del pozo pueden tener valores de varias decenas de lpc por pie pero decrecen rápidamente lejos del pozo, inversamente con el radio.

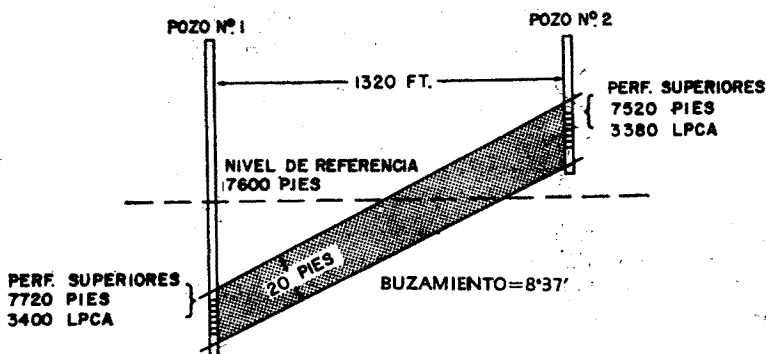


FIG. 6.1.—Sección transversal entre los dos pozos del ejemplo 6.1. Obsérvese la escala vertical exagerada.

Las presiones estáticas medidas en los pozos generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia es arbitrario y, generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos. Mapas isobáricos trazados a partir de presiones corregidas al nivel de referencia pueden usarse para encontrar la presión promedio de los hidrocarburos, como se discutió en el capítulo I, Sec. (10), y también para determinar la dirección y magnitud del movimiento de fluidos de una parte del yacimiento a otra. El ejemplo (6.1) muestra el cálculo para la corrección de presiones medidas en los pozos, a presiones al nivel de referencia y la separación de los gradientes de presión del fluido e hidráulico en el cálculo del flujo en el yacimiento en la proximidad de los dos pozos mostrados en la figura 6.1.

Ejemplo 6.1. Calcular las presiones al nivel de referencia, los gradientes de presión y el movimiento de fluidos en el yacimiento a partir de las presiones estáticas medidas en los pozos.

Datos:

Distancia entre pozos (figura 6.1)=1320 p.

Espesor neto del estrato=20 pies.

Buzamiento del estrato entre pozos = $8^{\circ} 37'$.

Nivel de referencia del estrato = 7600 p. bajo el nivel del mar.

Gravedad específica del fluido del yacimiento = 0,693 (agua = 1,00).

Permeabilidad del yacimiento = 145 md.

Viscosidad del fluido del yacimiento = 0,32 cp.

Presión estática del pozo N.º 1 = 3400 lpca a 7720 p. bajo el nivel del mar.

Presión estática del pozo N.º 2 = 3380 lpca a 7520 p. bajo el nivel del mar.

Solución:

Gradiente del fluido del yacimiento = $0,693 \times 0,433 = 0,300$ lpc/p
 p_1 al nivel de referencia de 7600 p = $3400 - 120 \times 0,30 = 3364$ lpca.

p_2 al nivel de referencia de 7600 p = $3380 + 80 \times 0,30 = 3404$ lpca.

La diferencia de 40 lpca indica movimiento del fluido buzamiento abajo, del pozo N.º 2 al pozo N.º 1. El gradiente efectivo promedio es $40/1335 = 0,030$ lpca/p, donde 1335 es la distancia a lo largo del estrato entre los dos pozos. Luego la velocidad es

$$v = 1,127 \times \frac{0,145}{0,32} \times 0,030 = 0,0153 \text{ bl/día/p. c.}$$

$$= 5,615 \times 0,0153 = 0,086 \text{ p/día.}$$

Solución alterna usando la Ec. (6.5). Sea la dirección positiva del pozo 1 al 2. Luego $\theta = 98^{\circ} 37'$ y $\cos 98^{\circ} 37' = -0,1458$.

$$v = - \frac{1,127 \times 0,145}{0,32} \left[\frac{(3380 - 3400)}{1335} - 0,433 \times 0,693 \times (-0,1458) \right]$$

$$= -0,51 [-0,015 + 0,045] = -0,0153 \text{ bl/día/p}^2.$$

El signo negativo indica movimiento del fluido en dirección negativa, o sea, del pozo 2 al 1. El flujo a través de una línea límite de 1320 pies de ancha entre dos áreas arrendadas es

$$q = 0,0153 \times 1320 \times 20 = 404 \text{ bl. res./día.}$$

Si la permeabilidad en el ejemplo 6.1 hubiese sido 290 md y la viscosidad del fluido 0,64 cp, ya que la razón k/μ no cambia, la velocidad y la rata de flujo permanecerían iguales. En otras palabras, la velocidad y el gradiente de presión están relacionados por la *movilidad*, o sea la razón de permeabilidad a viscosidad, k/μ , cuyo

símbolo es λ . La movilidad se incluye en todas las ecuaciones que describen el movimiento de fluidos monofásicos en rocas de yacimiento. Cuando dos fluidos están en movimiento simultáneo, por ejemplo, gas y petróleo en movimiento hacia el pozo, la razón de la movilidad del gas, λ_g , a la del petróleo, λ_o , determina las ratas individuales del flujo, y, por consiguiente, la razón gas-petróleo. La razón de movilidades, M , es un factor importante que afecta la eficiencia del desplazamiento de petróleo por agua. Cuando un fluido desplaza otro, la notación normal de la razón de movilidades (ver tabla 1.1.) es la movilidad del fluido *desplazante* a la del fluido *desplazado*. Por ejemplo, cuando agua desplaza petróleo, $M = \lambda_w / \lambda_o$.

2. VISCOSIDADES DE AGUA, GAS NATURAL Y PETRÓLEO, A CONDICIONES DEL YACIMIENTO

La viscosidad del agua aumenta con la disminución en la temperatura y, por lo general, con aumentos de presión y salinidad. Por debajo de 70 °F la presión causa una reducción en la viscosidad, y a determinadas concentraciones y dentro de ciertos límites de temperatura, algunas sales, como el KCl, reducen la viscosidad. El efecto de gases naturales disueltos se desconoce pero se cree que causan una reducción pequeña en la viscosidad. La figura 6.2 presenta la viscosidad del agua como función de la temperatura, salinidad y presión.

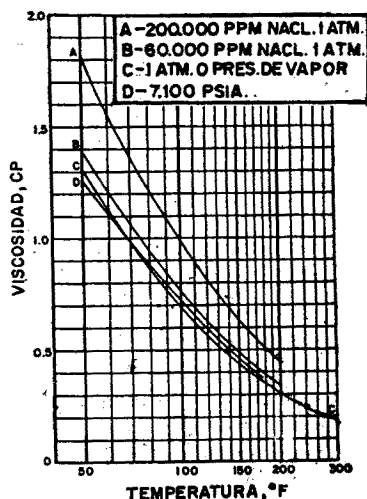


FIG. 6.2.—Viscosidad del agua en función de la temperatura, presión y salinidad.

La viscosidad del gas natural depende de la temperatura, presión y composición del gas. Rara vez se mide en el laboratorio ya que se puede estimar con bastante precisión. Carr, Kobayashi y Burrows³ elaboraron gráficos de correlación, figuras 6.3 y 6.4, para estimar la viscosidad del gas natural a partir de la presión y temperatura seudorreducidas. La temperatura y presión seudorreducidas se pueden obtener a partir de la gravedad específica del gas o calcularlas a partir de la composición del mismo. Multiplicando la viscosidad a una atmósfera y temperatura del yacimiento (figura 6.3) por la razón de viscosidades (figura 6.4) se obtiene la viscosidad a la tem-

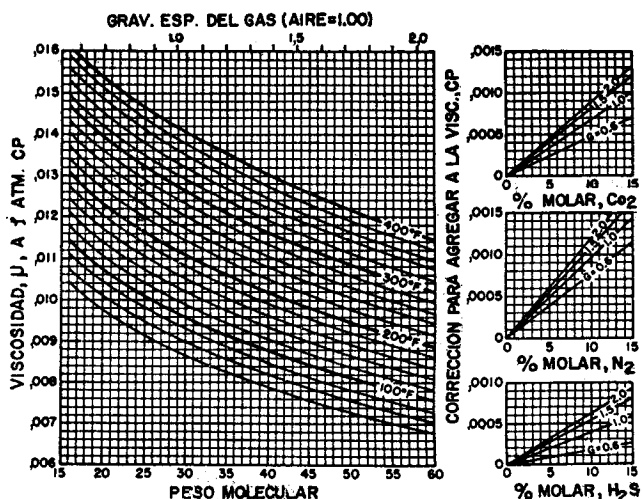


FIG. 6.3.—Viscosidad de gases naturales a una atmósfera y temperaturas del yacimiento, con correcciones para nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. (Tomado de Carr, Kobayashi y Burrows³, Actas del AIME.)

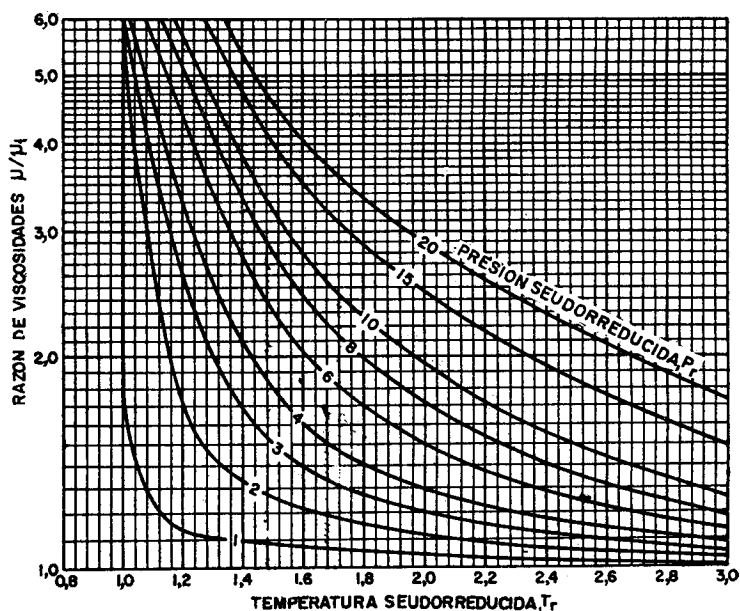


FIG. 6.4.—Razón de viscosidades en función de la presión y temperatura seudorreducidas. (Tomado de Carr, Kobayashi y Burrows³, Actas del AIME.)

peratura y presión del yacimiento. De los gráficos adjuntos a la figura 6.3 se obtienen correcciones que deben agregarse a la viscosidad a condiciones atmosféricas, cuando el gas contiene nitrógeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno. El ejemplo 6.2 ilustra el uso de los gráficos de correlación.

Ejemplo 6.2. Determinación de la viscosidad del gas en el yacimiento por medio de gráficos de correlación.

Datos:

Presión del yacimiento=2680 lpca.
 Temperatura del yacimiento=212 °F.
 Gravedad específica del fluido en el pozo=0,90 (aire=1,00).
 Temperatura pseudocrítica=420 °R.
 Presión pseudocrítica=670 lpca.
 Contenido de dióxido de carbono=5 porcentaje molar por 100.

Solución:

$\mu_1 = 0,0117$ cp a una atmósfera (figura 6.3).

Corrección para $\text{CO}_2 = 0,0003$ cp (figura 6.3, gráfico adjunto)

$\mu_1 = 0,0117 + 0,0003 = 0,0120$ cp (corregida por CO_2)

$$T_r = \frac{672}{420} = 1,60 \quad p_r = \frac{2680}{670} = 4,00$$

$\mu/\mu_1 = 1,60$ (figura 6.9)

$\mu = 1,60 \times 0,0120 = 0,192$ cp a 212 °F y 2608 lpca.

La viscosidad del petróleo a condiciones del yacimiento generalmente se mide en el laboratorio. La figura 6.5 muestra las viscosidades de cuatro petróleos crudos a la temperatura del yacimiento, por encima y por debajo de la presión del punto de burbujeo. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento en presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión. Beal⁴ y Chew y Connally³⁰ elaboraron correlaciones, presentadas en forma gráfica en las figuras 6.6-6.8, para estimar la viscosidad de crudos del yacimiento. Si conocemos sólo la gravedad API del

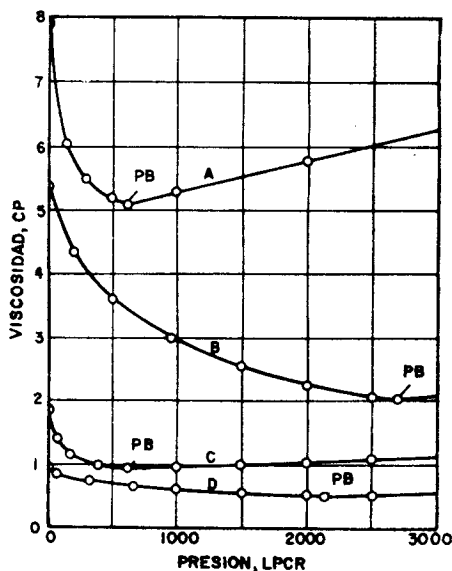


FIG. 6.5.—Viscosidades de cuatro muestras de petróleo crudo a condiciones del yacimiento.

petróleo fiscal y la temperatura del yacimiento, podemos usar la figura 6.6 para estimar la viscosidad del petróleo “muerto” o petróleo sin gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento. Como la desviación promedia de las 98 muestras de correlaciones de la figura 6.6 es 24,2 por ciento, es mucho mejor medir la viscosidad del petróleo “muerto” a la temperatura del yacimiento. Con los valores de viscosidad del crudo sin gas y la razón gas en solución-petróleo, se puede obtener, por medio de la figura 6.7, la viscosidad del crudo saturado de gas a la presión del punto de burbujeo. Esta figura—modificación de un trabajo anterior de Beal—está basada en un estudio de 457 muestras de crudos obtenidos de las zonas más importantes de producción de los Estados Unidos, Canadá y América del Sur, con temperaturas de yacimiento entre 72 y 292 °F, presiones de punto de burbujeo entre 132 y 5645 lpca y razones gas en solución-petróleo entre 51 y 2544 p³/bl. Con referencia a este estudio, los autores concluyen que en la mayoría de los casos la viscosidad de un crudo saturado de gas puede estimarse con una precisión similar a la obtenida en las medidas rutinarias de laboratorio. La figura 6.8 se usa para estimar el aumento en viscosidad por encima de la presión del punto de burbujeo. El ejemplo 6.3 ilustra la aplicación de las correlaciones.

Ejemplo 6.3. Estimar la viscosidad del petróleo de un yacimiento a 160 °F y 4000 lpca. La gravedad del petróleo es 36 °API a 60 °F y contiene 400 PCS/bl de gas en solución a la presión del punto de burbujeo, 2500 lpca.

Solución:

Entrando en la figura 6.6 con 36 °API, se halla a 160 °F una viscosidad de 2,0 cp para un crudo sin gas.

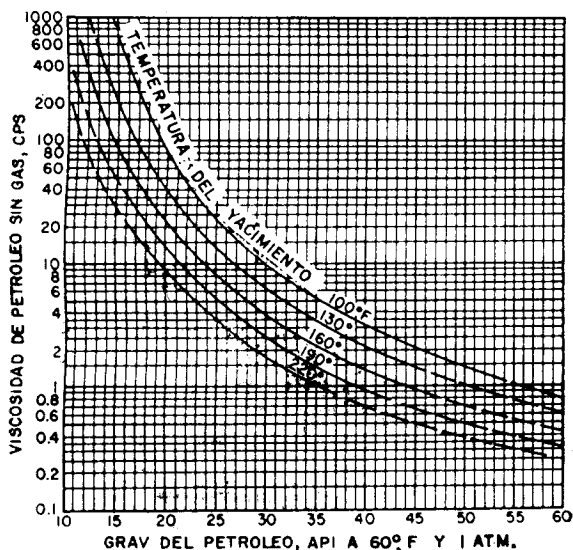


FIG. 6.6.—Viscosidades de petróleo crudo sin gas a temperatura del yacimiento. Basado en 98 muestras de fluidos. Desviación promedia de las muestras en la correlación, 24,2 por ciento. (Tomado de Beal⁴, Actas del AIME.)

Entrando a la figura 6.7 con 2,0 cp y 400 PCS/bl de gas en solución, se halla la viscosidad en un punto de burbujeo con un valor de 0,91 cp.

Entrando a la figura 6.8 (gráfico adjunto) con 1500 lpc por encima de la presión del punto de burbujeo y 0,91 cp, se encuentra la viscosidad a 4000 lpca con un valor de 1,06 cp.

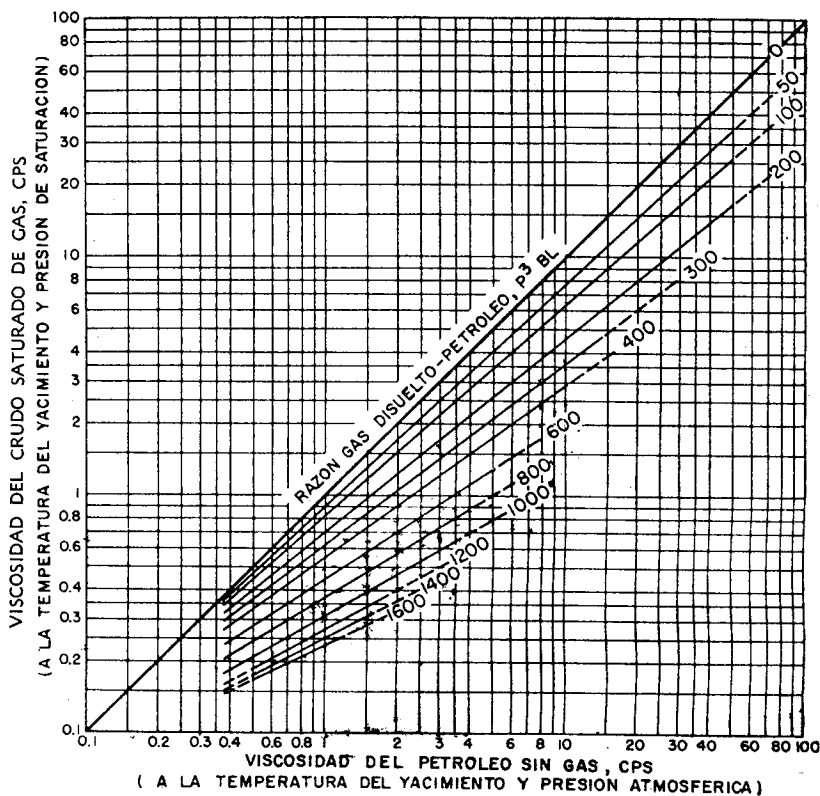


FIG. 6.7.—Viscosidades de petróleos crudos saturados con gas a la temperatura del yacimiento y presión del punto de burbujeo. Basado en 457 muestras de crudos. (Tomado de Chew y Connally³⁰.)

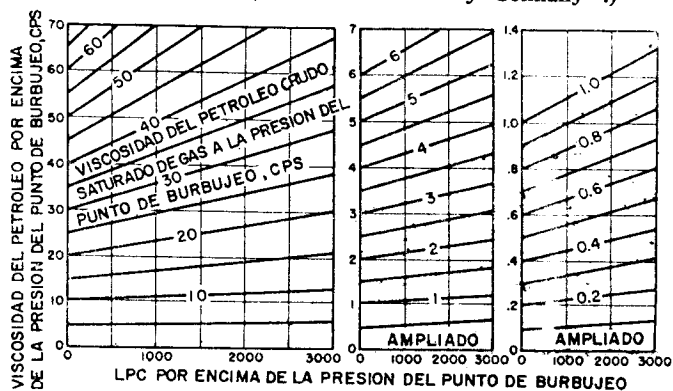


FIG. 6.8.—Aumento en viscosidad con la presión por encima de la presión del punto de burbujeo. Desviación promedia de las muestras en la correlación, 2,7 por ciento. (Adoptado de Beal⁴, Actas del AIME.)

3. TIPOS Y COMPRESIBILIDAD DE FLUIDOS

En las siguientes secciones se usará la ley de Darcy para deducir varias ecuaciones de flujo que describen las distribuciones de presión y movimiento de fluidos en rocas permeables. La clase de fluido que entra en las deducciones no sólo afecta por su viscosidad, tal como se ha estudiado, sino también por su compresibilidad. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, se puede clasificar el fluido del yacimiento como: a) incompresible, b) líquido compresible o c) gas. El concepto del fluido incompresible, cuyo volumen no cambia con presión, simplifica la deducción y forma final de muchas ecuaciones de flujo, de suficiente exactitud para muchos propósitos prácticos.

Un líquido compresible se define como aquel cuyo cambio de volumen con presión es bastante reducido y expresable por la ecuación

$$V = V_i e^{c(p_i - p)} \quad (6.6)$$

Esta ecuación puede deducirse integrando la Ec. (3.25), la cual define la compresibilidad, $c = -(1/V)(dV/dp)$, entre los límites p_i y p , para la cual se asume una compresibilidad promedia c ,

$$\int_{p_i}^p -c dp = \int_{V_i}^V \frac{dV}{V}$$

$$c(p_i - p) = \ln\left(\frac{V}{V_i}\right)$$

$$e^{c(p_i - p)} = \frac{V}{V_i}$$

$$V = V_i e^{c(p_i - p)}$$

Pero e^x puede expresarse por el siguiente desarrollo en serie:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \frac{x^n}{n!}$$

y si x es pequeña, los dos primeros términos, $1 + x$, son suficientes. Si el exponente x es $c(p_i - p)$, podemos escribir la ecuación así:

$$V = V_i [1 + c(p_i - p)] \quad (6.7)$$

El cambio de volumen con presión para gases en condiciones *isotérmicas*, caso aproximado del flujo de gas en el yacimiento, se expresa por la ley de los gases perfectos,

$$V = \frac{znRT}{p} \text{ o } V = \text{constante} \times \frac{z}{p} \quad (6.8)$$

A veces es práctico introducir el concepto de *compresibilidad del gas*, que no debe confundirse con el factor de desviación del gas denominado *factor de compresibilidad* del gas. Diferenciando la Ec. (6.8) con respecto a presión, manteniendo la temperatura constante, se obtiene

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dp} &= \frac{nRT}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{znRT}{p^2} \\ &= \left(\frac{znRT}{p} \right) \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \left(\frac{znRT}{p} \right) \times \frac{1}{p} \\ \frac{1}{V} \times \frac{dV}{dp} &= \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \frac{1}{p} \end{aligned}$$

Finalmente, ya que $c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \quad (6.9)$$

Para un gas perfecto o ideal, $z=1,00$ y $dz/dp=0$ y la compresibilidad es simplemente el recíproco de la presión; por lo tanto, un gas perfecto a 1000 lpca tiene una compresibilidad de $1/1000$ ó $1000 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. El ejemplo 6.4 muestra el cálculo de la compresibilidad de un gas a partir de la curva del factor de desviación del gas de la figura 6.9 y usando la Ec. (6.9).

Ejemplo 6.4. Determinar la compresibilidad del gas a partir de la curva del factor de desviación del gas.

Datos: La curva del factor de desviación del gas a 150 °F, figura 6.9.

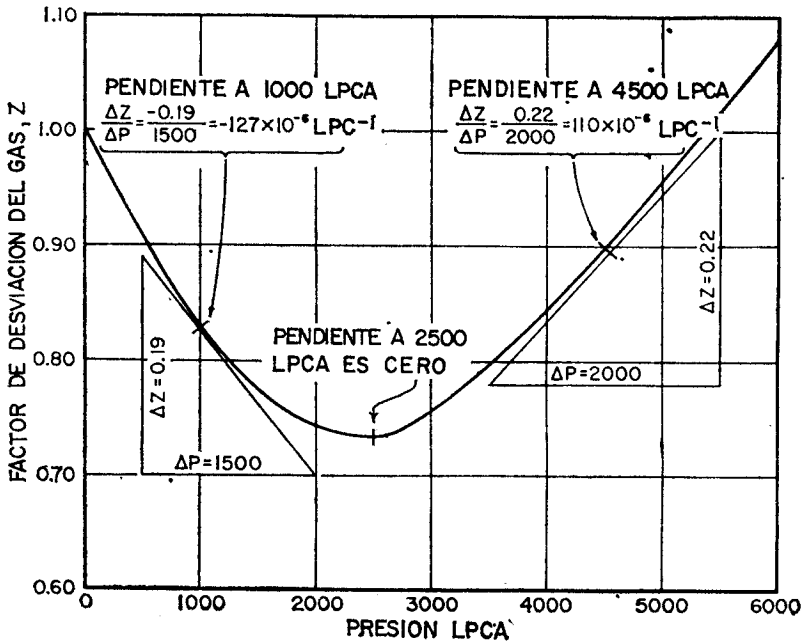


FIG. 6.9.—Compresibilidad del gas a partir del gráfico entre el factor de desviación del gas y presión. (Ver ejemplo 6.4.)

Solución:

La pendiente dz/dp mostrada gráficamente en la figura 6.9. es, a 1000 lpca, -127×10^{-6} . Obsérvese que la pendiente es negativa. Luego, debido a que $z=0,83$,

$$c_g = \frac{1}{1000} - \frac{1}{0,83} (-127 \times 10^{-6})$$

$$= 1000 \times 10^{-6} + 153 \times 10^{-6} = 1153 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

La pendiente dz/dp a 2500 lpca es cero; por consiguiente, la compresibilidad es simplemente

$$c_g = \frac{1}{2500} = 400 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

La pendiente dz/dp a 4500 lpca es positiva y, como lo indica la figura 6.9, igual a $110 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. Luego a 4500 lpca $z=0,90$,

$$c_g = \frac{1}{4500} - \frac{1}{0,90} (110 \times 10^{-6})$$

$$= 222 \times 10^{-6} - 122 \times 10^{-6} = 100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Trube⁵ reemplazó la presión de la Ec. (6.9) por el producto de las presiones crítica y reducida, $p=p_c \times p_r$ y $dp=p_c dp_r$, y obtuvo

$$c_g = \frac{1}{p_c p_r} - \frac{1}{z p_c} \frac{dz}{dp_r} \quad (6.10)$$

Si se multiplican los términos de la ecuación anterior por la presión crítica, se obtiene el producto $c_g \times p_c$, que Trube denominó *compresibilidad seudorreducida*, c_r , o

$$c_r = c_g \times p_c = \frac{1}{p_r} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp_r} \quad (6.11)$$

Usando esta definición y las curvas generales del factor de desviación del gas para gases naturales, figura 1.3, que a su vez son funciones de presiones y temperaturas seudorreducidas, Trube obtuvo las curvas de la figura 6.10, que presentan la *compresibilidad seudorreducida* de un gas como función de su temperatura y presión seudorreducidas. La compresibilidad actual se obtiene dividiendo la compresibilidad seudorreducida por la presión seudocrítica. El ejemplo 6.5 ilustra el uso de estas curvas.

Ejemplo 6.5. Usando la figura 6.10, determinar la compresibilidad de un fluido de condensado de gas a 150 °F y 4500 lpca si su gravedad específica es 0,90.

Solución: De la figura 1.2 se encuentra $p_c=650 \text{ lpca}$ y $T_c=427 \text{ °R}$.

Luego

$$p_r = \frac{4500}{650} = 6,92 \quad \text{y} \quad T_r = \frac{610}{427} = 1,43$$

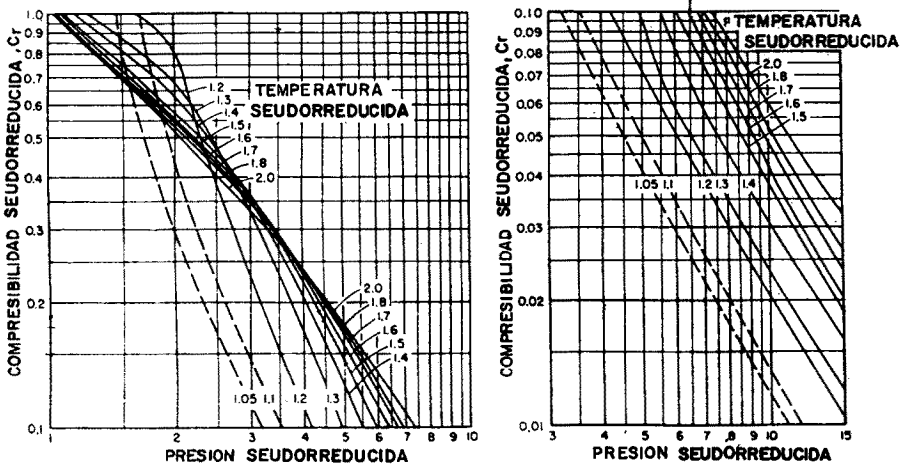


FIG. 6.10.—Compresibilidad seudorreducida de gases naturales como función de sus presiones y temperaturas seudorreducidas. (Adoptado de Trube⁵, Actas del AIME.)

Usando la figura 6.10 se encuentra la compresibilidad seudorreducida, que, para $p_r=6,92$ y $T_r=1,43$, es 0,065. Luego, como $p_c=650$ lpca

$$c_g = \frac{0,065}{650} = 100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}.$$

(Compárese con el ejemplo 6.4.)

En el estudio de flujo transitorio en yacimientos, la constante de difusividad $k/\mu c\phi$ entra en las ecuaciones. Mientras haya sólo un fluido presente y se desprece la compresibilidad de la roca, la compresibilidad es sólo la del fluido y la porosidad es sólo la porosidad efectiva total. Cuando gas, petróleo y agua están presentes en el espacio poroso y sólo una de las tres fases es móvil, la permeabilidad es la permeabilidad efectiva de la fase móvil y la viscosidad es la de la fase móvil. En este caso el producto $(c\phi)$ puede ser: (a) el producto de la compresibilidad promedia de los fluidos de la roca, c_{avg} , y la porosidad total, o (b) la compresibilidad efectiva del fluido móvil, c_e , y la porosidad ocupada por esa fase, o sea, el producto de la po-

rosidad total y la saturación de la fase móvil. La compresibilidad promedia se obtiene ponderando la compresibilidad de cada fase por su saturación, agregando la compresibilidad de la formación, es decir,

$$c_{avg} = c_g S_g + c_o S_o + c_w S_w + c_f \quad (6.12)$$

La compresibilidad *efectiva* de la fase móvil es la compresibilidad promedia dividida por la saturación de dicha fase, tal como se definió en Ec. (3.31) para un sistema agua-petróleo por encima del punto de burbujeo. La compresibilidad de la formación, c_f , generalmente, se expresa por el cambio del volumen poroso, por unidad de volumen *poroso* por lpc. Cuando el cambio se expresa en volumen poroso por unidad de volumen *total*, es necesario dividir por la porosidad total para expresarla en función del volumen poroso. El ejemplo 6.6 muestra las dos formas de encontrar el producto (ϕ).

Ejemplo 6.6. Calcular el producto (ϕ) empleando las compresibilidades promedia y efectiva.

Datos:

$\phi = 0,15$ porosidad total efectiva, fracción

$S_g = 0,05$; $S_o = 0,75$; $S_w = 0,20$, fracción

$c_f = 7,5 \times 10^{-7}$ volumen poroso/volumen total/lpc

$c_g = 160 \times 10^{-6}$; $c_o = 16 \times 10^{-6}$; $c_w = 3 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$.

Solución: La compresibilidad de la formación en base del volumen poroso es

$$c_f = \frac{7,5 \times 10^{-7}}{0,15} = 5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}, \text{ vol. poroso/vol. poroso/lpc}$$

$$\begin{aligned} c_{avg} &= (0,05 \times 160 + 0,75 \times 16 + 0,20 \times 3 + 5) \times 10^{-6} \\ &= 25,6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}. \end{aligned}$$

El producto de la compresibilidad promedia del fluido y la porosidad total es

$$c_{avg} \times \phi = 25,6 \times 10^{-6} \times 0,15 = 3,84 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Si el petróleo constituye la fase móvil, la porosidad disponible para

petróleo es $\phi_o = 0,15 \times 0,75 = 0,1125$. La compresibilidad efectiva del petróleo es

$$c_{oe} = \frac{c_{avg}}{S_o} = \frac{25,6 \times 10^{-6}}{0,75} = 34,1 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

$$c_{oe} \times \phi_o = 34,1 \times 10^{-6} \times 0,1125 = 3,84 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}.$$

4. CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

Los sistemas de flujo en el yacimiento, generalmente, se clasifican de acuerdo con a) la clase de fluido, b) la geometría del yacimiento o parte de éste y c) la rata relativa a la que el flujo se aproxima a una condición de estado continuo después de una perturbación. Los fluidos se clasifican de acuerdo con sus compresibilidades, tal como se vio en la sección anterior. Además, se puede tener movimientos de fluidos monofásicos (de una fase), bifásicos (de dos fases) o trifásicos (de tres fases). Muchos sistemas consisten de sólo gas, petróleo, o agua y la mayoría de los restantes son sistemas de gas-petróleo o petróleo-agua.

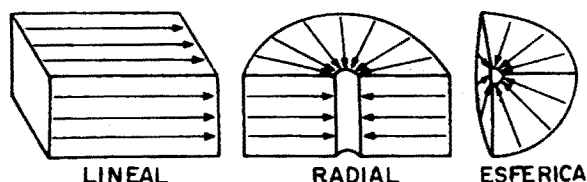


FIG. 6.11.—Geometrías comunes de flujos.

Los dos sistemas geométricos de mayor interés práctico son los que dan origen a los flujos *lineal* y *radial*. En el flujo lineal, como lo muestra la figura 6.11, las líneas de flujo son paralelas y la sección transversal expuesta al flujo es constante. En el flujo radial las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro común, por ejemplo, un pozo. La sección transversal expuesta al flujo disminuye a medida que el centro se aproxima. Ocasionalmente, el flujo *esférico* es de interés, y en éste las líneas de flujo son rectas y convergen en tres dimensiones hacia un centro común. Aunque las trayectorias reales de las líneas de flujo en las rocas son irregulares debido a la forma de los espacios porosos, las trayectorias generales o promedias pueden representarse por líneas rectas en flujos lineal, radial y esférico.

En los yacimientos de petróleo no se encuentran ninguna de estas geometrías exactamente pero para muchos fines de ingeniería, la geometría existente puede a menudo representarse por una de estas idealizaciones. En ciertos tipos de estudios de yacimientos, por ejemplo, inundación de agua y reciclo de gas, estas idealizaciones no son adecuadas y en su lugar se emplea estudios de modelos. El tipo de modelo más útil es el basado en la analogía entre el flujo eléctrico y el flujo de fluidos en rocas permeables. Estos modelos eléctricos o potenciométricos se construyen de manera que sus geometrías sean proporcionales a la de los yacimientos que representan. Su uso se discutirá en la sec. (16) de este capítulo y sec. (8) del capítulo VII.

Finalmente, los sistemas de flujo en rocas de yacimientos se clasifican de acuerdo con su estado en: invariable o continuo y variable o no continuo. En sistemas de estado continuo la presión y la velocidad del fluido en cada punto, a través del sistema, responden instantáneamente en cualquier parte del sistema a un cambio en la presión o en la rata del flujo. Es lógico que ningún sistema real pueda responder instantáneamente, pero si las dimensiones del sistema no son demasiado grandes y la constante de difusividad, η , es suficientemente alta, el *tiempo* de readaptación es pequeño y para muchos fines de ingeniería se considera instantáneo. Para sistemas radiales de líquidos compresibles se demostrará en la sec. (13) que el tiempo de readaptación es proporcional al cuadrado del radio del sistema, r_e^2 , e inversamente proporcional a la constante de difusividad. $\eta = \frac{k}{\mu c \phi}$, o

$$t_R = \frac{0,04 r_e^2}{\eta} = \frac{0,04 \mu c \phi r_e^2}{k} \quad (6.13)$$

Para un pozo que produce un petróleo cuya viscosidad es de 1,50 cp y compresibilidad efectiva de 15×10^{-6} lpc⁻¹, de un yacimiento circular de 1000 pies de radio con una permeabilidad de 100 md (ó 0,10 darcy) y una porosidad disponible para hidrocarburos de 20 por ciento,

$$t_R = \frac{0,04 \times 1,50 \times 15 \times 10^{-6} \times 0,20 \times (1000)^2}{0,100}$$

$$= 1,80 \text{ días.}$$

Esto quiere decir que se requieren aproximadamente 1,80 días para que después de que el pozo localizado en el centro comienza a pro-

ducir o después de un cambio en la rata de flujo del mismo, el flujo en el yacimiento alcance aproximadamente condiciones de estado continuo. También quiere decir que si cerramos el pozo, tomará aproximadamente este mismo tiempo para que la presión se estabilice a través del yacimiento, de manera que la presión de fondo medida sea la presión promedio del yacimiento.

Este criterio puede aplicarse aproximadamente a yacimientos de gas, usando la compresibilidad del gas calculada en la sec. (3). Para un gas con una viscosidad de 0,015 cp y una compresibilidad de $400 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ (ver ejemplo 6.4),

$$t_R = \frac{0,04 \times 0,015 \times 400 \times 10^{-6} \times 0,20 \times (1000)^2}{0,10}$$

$$= 0,48 \text{ días.}$$

Luego, en condiciones comparables, los yacimientos de gas alcanzan condiciones de estado continuo más rápidamente que los yacimientos de petróleo. Esto se debe a que la viscosidad de los gases es mucho más baja, lo que compensa por el aumento en la compresibilidad del fluido y reduce el tiempo de readaptación. Sin embargo, los pozos de gas generalmente se perforan con mayores espaciamientos de manera que el valor r_e generalmente será mayor para pozos de gas que para de petróleo, aumentando en esta forma el tiempo de readaptación para pozos de gas.

En el caso de intrusión radial de agua discutida en el capítulo V, aunque la compresibilidad del agua sea baja, si el radio r_e es grande, el tiempo de readaptación también será grande. En el ejemplo 5.2 tenemos

$$t_R = \frac{0,04 \times 0,62 \times 8 \times 10^{-6} \times 0,20 \times (30.000)^2}{0,083}$$

$$= 430 \text{ días}$$

lo que explica por qué las expresiones de estado continuo no describen propiamente el comportamiento de muchos acuíferos, y por qué es necesario estudiarlos desde el punto de vista de estado no continuo. En general, el comportamiento del estado continuo es adecuado donde el tiempo de readaptación es pequeño comparado con el tiempo transcurrido entre variaciones grandes de la rata de flujo, o, en el caso de yacimientos, es también pequeño comparado con la vida (tiempo) productora total del yacimiento.

5. FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES, ESTADO CONTINUO

La figura 6.12 representa un flujo lineal a través de un cuerpo poroso de sección transversal constante, donde ambos extremos están expuestos completamente al flujo, y donde no ocurre flujo a través de los lados, tope o fondo. Si el fluido es, o puede considerarse desde

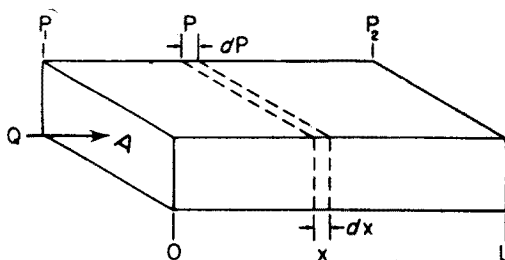


FIG. 6.12.

el punto de vista práctico en ingeniería, incomprensible, la velocidad es igual en cualquier punto del sistema, como lo es la rata de flujo total a través de cualquier sección transversal, de manera que

$$v = \frac{q}{A} = -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Separando variables e integrando sobre la longitud del cuerpo poroso,

$$\begin{aligned} \frac{q}{A} \int_0^L dx &= -1,127 \frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp \\ q &= \frac{1,127 k A (p_1 - p_2)}{\mu L} \end{aligned} \quad (6.14)$$

Por ejemplo, la rata de flujo para una presión diferencial de 100 lpc, permeabilidad de 250 md, fluido con una viscosidad de 2,5 cp, longitud de 450 pies y sección transversal de 45 pies cuadrados, será

$$q = \frac{1,127 \times 0,25 \times 45 \times 100}{2,5 \times 450} = 1,127 \text{ bl/día}$$

En esta integración se ha removido q , μ y k del signo integral, asumiendo que son constantes con presión. En realidad, para un flujo

por encima del punto de burbujeo, el volumen y por lo tanto, la rata del flujo variarán con presión de acuerdo con la Ec. (6.6). La viscosidad del petróleo también varía con la presión como se explicó en la sec. 2. Fatt y Davis⁶ mostraron la variación en la permeabilidad de varias areniscas debido a la presión neta de los sedimentos superpuestos. Considerando dicha presión como la presión total menos la presión interna del fluido, se observó una variación de permeabilidad con la presión, particularmente en los yacimientos menos profundos. Como ninguno de estos efectos es de importancia para diferencias de unos pocos cientos de libras por pulgada cuadrada, se puede usar, en la mayoría de los casos, los valores de permeabilidad a la presión promedio.

6. FLUJO LINEAL DE GASES, ESTADO CONTINUO

En un sistema lineal de estado continuo, la rata del flujo del gas, expresada en libras por día o en pies cúbicos standard por día, es la *misma* en todas las secciones transversales. Sin embargo, debido a que el gas se dilata a medida que la presión disminuye, la velocidad será mayor en el lado de baja presión que en el lado de alta presión y, por consiguiente, el gradiente de presión aumenta hacia el lado de baja presión. El flujo en cualquier sección transversal x de la figura 6.12, donde la presión es p , puede expresarse en términos del flujo en pies cúbicos standard por día por

$$q = \frac{q_{sc} p_{sc} T_z}{5,615 T_{sc} p} \text{ barriles de gas por día a las condiciones del yacimiento.}$$

Sustituyendo en la ley de Darcy, Ec. (6.3),

$$\frac{q_{sc} p_{sc} T_z}{5,615 T_{sc} p A} = -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Separando variables e integrando,

$$\frac{q_{sc} p_{sc} T_z \mu}{5,615 \times 1,127 k T_{sc} A} \int_0^L dx = - \int_1^2 p dp = -\frac{1}{2} (p_1^2 - p_2^2)$$

Finalmente,

$$q_{sc} = \frac{3,164 T_{sc} A k (p_1^2 - p_2^2)}{p_{sc} T_z L \mu} \quad (6.15)$$

Por ejemplo, para $T_{sc}=60^\circ\text{F}$, $A=45 \text{ p}^2$, $k=125 \text{ md}$, $p_1=1000 \text{ lpca}$.

$p_2=500$ lpca, $p_{sc}=14,7$ lpca, $T=140$ °F, $z=0,92$, $L=450$ p y $\mu=0,015$ cp,

$$q_{sc} = \frac{3,164 \times 520 \times 45 \times 0,125 \times (1000^2 - 500^2)}{14,7 \times 600 \times 0,92 \times 450 \times 0,015} = 127.000 \text{ PCS/día}$$

De nuevo se ha dejado z , T , k y μ fuera del signo integral, consideradas constantes con la presión y, como antes, se han usado valores promedios. Si se expresa la rata de flujo en pies cúbicos por día a la *presión media*, p_m , y temperatura del yacimiento, T , se tiene

$$q_{sc} = q_m \times \frac{(p_1 + p_2)}{2p_{sc}} \times \frac{T_{sc}}{T} \times \frac{1}{z}$$

donde $p_m = \frac{1}{2}(p_1 + p_2)$. Sustituyendo esta expresión en la Ec. (6.15) y factorizando $(p_1^2 - p_2^2)$ en $(p_1 + p_2)(p_1 - p_2)$,

$$q_m = \frac{6,328 kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \text{ p}^3/\text{día}$$

Por lo tanto, la ley para el flujo lineal de gases es la misma que para líquidos, Ec. (6.14), *siempre y cuando* que la rata de flujo de gas, en este caso en pies cúbicos por día, se exprese a condiciones de *presión media* y temperatura de flujo, usando un factor de desviación media.

7. CAPAS LINEALES EN SERIE

Considérese dos o más capas de igual sección transversal pero de diferentes longitudes y permeabilidades, figura 6.13, donde existe la misma rata de flujo lineal, q , de un fluido considerado incompresible.

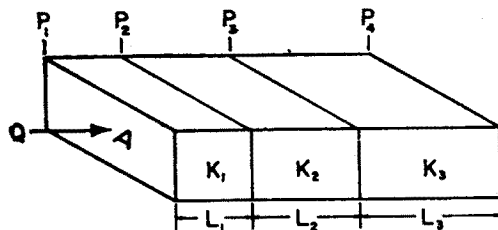


FIG. 6.13.—Flujo en series de capas lineales.

Es lógico que las caídas de presión sean aditivas y

$$(p_1 - p_4) = (p_1 - p_2) + (p_2 - p_3) + (p_3 - p_4)$$

Sustituyendo los equivalentes de estas caídas de presión de la ecuación (6.14),

$$\frac{q_1 L_1 \mu}{1,127 k_{avg} A} = \frac{q_1 L_1 \mu}{1,127 k_1 A_1} + \frac{q_2 L_2 \mu}{1,127 k_2 A_2} + \frac{q_3 L_3 \mu}{1,127 k_3 A_3}$$

Pero ya que las ratas del flujo, las secciones transversales y las viscosidades (despreciando los cambios con presión) son iguales en todas las capas,

$$\frac{L_i}{k_{avg}} = \frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \frac{L_3}{k_3}$$

o

$$k_{avg} = \frac{L_i}{L_1/k_1 + L_2/k_2 + L_3/k_3} = \frac{\Sigma L_i}{\Sigma L_i/k_i} \quad (6.16)$$

La permeabilidad promedia definida por la Ec. (6.16) es la permeabilidad que reemplaza a las permeabilidades de un número dado de capas con diferentes geometrías, y usando una misma presión diferencial, se obtiene la misma rata de flujo.

La Ec. (6.16) se dedujo usando la ecuación para un fluido incompresible. Como la permeabilidad es una propiedad de la roca y no de los fluidos en movimiento a través de ella, excepto para gases a bajas presiones, la permeabilidad promedia debe ser igualmente aplicable a gases. Esto puede demostrarse observando que

$$(p^2_1 - p^2_4) = (p^2_1 - p^2_2) + (p^2_2 - p^2_3) + (p^2_3 - p^2_4)$$

Substituyendo los equivalentes de Ec. (6.15), se obtienen la misma Ec. (6.16).

La permeabilidad promedia de capas de 10 md, 50 md y 100 md, y de 6 p, 18 p y 40 p de longitud, respectivamente, y de iguales secciones transversales, colocadas en serie, es

$$k_{avg} = \frac{\Sigma L_i}{\Sigma L_i/k_i} = \frac{6+18+40}{6/10+18/50+40/1000} = 64 \text{ md}$$

8. CAPAS LINEALES EN PARALELO

Considérese dos o más capas de igual longitud y de diferentes secciones transversales y permeabilidades, por las que pasa el mismo fluido bajo condiciones de flujo lineal y con la misma caída de presión ($p_1 - p_2$) como lo muestra la figura 6.14.

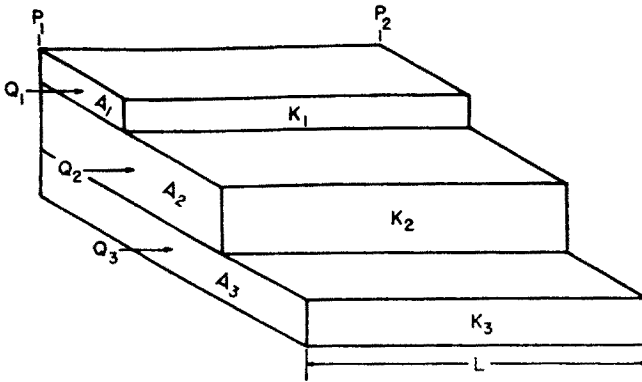


FIG. 6.14.—Flujo en paralelo en capas lineales.

Es lógico que el flujo total es la suma de los flujos individuales, o

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3$$

$$\frac{k_{avg} A_t (p_1 - p_2)}{\mu L} = \frac{k_1 A_1 (p_1 - p_2)}{\mu L} + \frac{k_2 A_2 (p_1 - p_2)}{\mu L} + \frac{k_3 A_3 (p_1 - p_2)}{\mu L}$$

Cancelando,

$$k_{avg} A_t = k_1 A_1 + k_2 A_2 + k_3 A_3$$

$$k_{avg} = \Sigma k_i A_i / \Sigma A_i \quad (6.17)$$

Si todas las capas son del mismo espesor, de manera que sus áreas son proporcionales a sus espesores,

$$k_{avg} = \Sigma k_i h_i / \Sigma h_i \quad (6.18)$$

Si las capas paralelas son de permeabilidad homogénea y el contenido de fluido también homogéneo, la presión y el gradiente de presión a distancias iguales serán los mismos en todas las capas. Por tanto, no habrá flujo de un estrato a otro debido a diferencias de presión en

el fluido. Sin embargo, cuando agua desplaza al petróleo, por ejemplo, de un grupo de capas paralelas, las ratas de avance de los frentes de inundación serán mayores en las capas más permeables. Como la movilidad del petróleo (k_o/μ_o) delante del frente de invasión es diferente a la movilidad del agua (k_w/μ_w) detrás del frente, los gradientes de presión serán diferentes. En este caso, las presiones entre dos puntos a una misma distancia serán diferentes y ocurrirá flujo de capa a capa si no están separadas por barreras impermeables. En estas circunstancias, las Ecs. (6.17) y (6.18) no se aplican estrictamente y la permeabilidad promedia cambia con la etapa de desplazamiento. El agua también puede pasar de la capa permeable a la menos permeable por acción capilar, complicando aún más el estudio de flujo en capas paralelas.

La permeabilidad promedia de tres capas colocadas en paralelo y de 10 md, 50 md y 1000 md, y 6 p, 18 p y 36 p, respectivamente, y de una misma longitud, es

$$k_{avg} = \frac{\sum k_i h_i}{\sum h_i} = \frac{10 \times 6 + 18 \times 50 + 36 \times 1000}{6 + 18 + 36} = 616 \text{ md}$$

9. LA LEY DE POISEUILLE PARA FLUJO CAPILAR

Aunque los espacios porosos de las rocas no se asemejan a tubos capilares rectos, de paredes suaves y diámetro constante, es práctico e instructivo considerarlos como si consistiesen de manojos de tubos capilares de diferentes diámetros. Considérese un tubo capilar de L cm de longitud y r_o cm de radio interior a través del cual avanza un fluido de μ poises de viscosidad en un flujo laminar o viscoso bajo una presión diferencial de $(p_1 - p_2)$ dinas por cm^2 . Si el flujo humedece las paredes del capilar, la velocidad allí será cero y aumenta a su máximo en el centro. El flujo se puede visualizar como una serie de superficies parabólicas concéntricas moviéndose a diferentes velocidades y, por consiguiente, ejerciendo fuerzas viscosas entre sí, que puede expresarse por la relación

$$F = \mu A \frac{dv}{dx}$$

donde μ está en poises, A en cm^2 y el gradiente de velocidad dv/dx en cm/seg/cm y la fuerza F en dinas. Por consiguiente, la fuerza viscosa sobre un tubo o cilindro de r cm de radio es

$$F_r = \mu A \frac{dv}{dx} = \mu (2\pi r L) \frac{dv}{dr}$$

La fuerza de desplazamiento sobre este mismo tubo es la presión diferencial $(p_1 - p_2)$ que actúa sobre el área πr^2 , o $(p_1 - p_2)\pi r^2$ dinas. Si el fluido no se acelera, la suma de las fuerzas desplazante y de retardo viscoso será cero, y

$$\mu(2\pi rL)\frac{dv}{dr} + \pi r^2(p_1 - p_2) = 0$$

$$dv = -\frac{(p_1 - p_2)r}{2\mu L} dr$$

Integrando,

$$v = -\frac{(p_1 - p_2)r^2}{4\mu L} + C_1$$

La constante de integración C_1 se puede evaluar considerando $v=0$ a $r=r_0$, o $C_1 = r_0^2(p_1 - p_2)/4\pi L$. Luego

$$v = \frac{(r_0^2 - r^2)(p_1 - p_2)}{4\mu L}$$

Esta expresión da la velocidad de cualquier superficie cilíndrica de radio r , e indica que la velocidad varía parabólicamente desde un máximo en el centro a cero en las paredes, como lo muestra la figura 6.15.

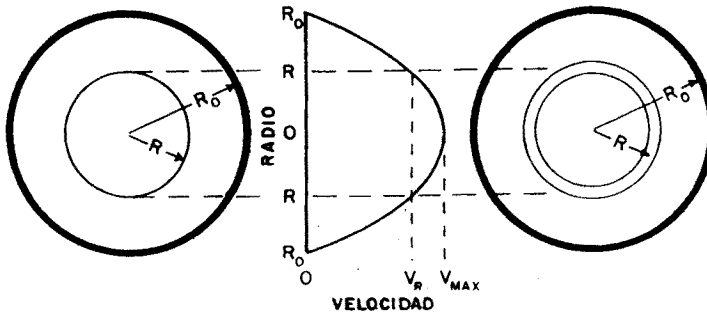


FIG. 6.15.—Distribución de la velocidad en flujo capilar viscoso (laminar).

La rata volumétrica de flujo a través del elemento de espesor dr es $dq = v dA$, donde el área $dA = 2\pi r dr$. Luego la rata de flujo total

a través del tubo es la integral de estos flujos elementales individuales, o

$$q = \int_0^a dq = \int_0^{r_0} v \, dA = \int_0^{r_0} \frac{(p_1 - p_2)(r_0^2 - r^2)}{4\mu L} \times 2\pi r \, dr$$

Integrando

$$q = \frac{\pi r_0^4 (p_1 - p_2)}{8\mu L} \quad (6.19)$$

Esta expresión es denominada ley de Poiseuille para flujo laminar (viscoso) de líquido a través de tubos capilares. La rata de flujo de un fluido de 0,015 *poises* a través de un capilar de 0,10 cm de radio, 25 cm largo y bajo una presión diferencial de 300 dinas por cm² es

$$q = \frac{3,14 \times (0,10)^4 \times 300}{8 \times 0,015 \times 25} = 0,0314 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

Klinkenberg⁷ dedujo una ecuación similar a la Ec. (6.19) para flujo de gas, asumiendo una velocidad finita de deslizamiento del gas en la pared del tubo capilar, ya que el gas no es una sustancia humectante. Comparando las dos ecuaciones, puede concluirse que la permeabilidad de los gases es mayor que la de los líquidos, y la diferencia se acentúa para rocas de menor permeabilidad, menores presiones medias de flujo de gas y menores pesos moleculares de los gases. En el laboratorio se han obtenido medidas de permeabilidad al aire a una presión media de dos atmósferas, entre 1,0 y 100 md, mostrando los resultados aumentos sobre la permeabilidad del líquido, desde porcentajes muy bajos hasta el 100 por ciento. Como el efecto varía inversamente con la presión media del gas, es de poca importancia a las presiones comunes de los yacimientos.

La ley de Darcy para el flujo lineal de líquidos en capas permeables, Ec. (6.14), y la ley de Poiseuille para el flujo capilar de líquidos, Ec. (6.19), son bastante similares. La ley de Darcy expresada en términos de cm³ por seg., poises, cm, dinas por cm² y darcys, es

$$q = \frac{9,86 \times 10^{-9} k A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (6.20)$$

Escribiendo $A = \pi r_0^2$ para el área en la ecuación de la ley de Darcy, e igualándola a la Ec. (6.19),

$$k = 12,7 \times 10^6 r_0^2 \text{ darcys}$$

donde r_0 está en cm. Si se cambia r_0 a *diámetro en pulgadas*,

$$k = 20 \times 10^6 D^2 \text{ darcys } (D = \text{pulgadas}) \quad (6.21)$$

Por lo tanto, la permeabilidad de una roca compuesta de tubos capilares compactamente empacados, de 0,0001 pulgada en diámetro, es cerca de 0,20 darcy, o 200 md. Y si sólo 25 por ciento de la roca son canales porosos, es decir, 25 por ciento de porosidad, la permeabilidad será sólo la cuarta parte o cerca de 50 md.

10. MOVIMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE FRACTURAS

En forma similar a la deducción de la Ec. (6.19), se puede determinar una ecuación para flujo laminar de fluidos humectantes a través de fracturas suaves y de ancho constante, obteniéndose la ecuación

$$q = \frac{W^3 A (p_1 - p_2)}{12 \mu L} \quad (6.22)$$

donde q está en cm^3 por segundo; W , ancho de la fractura, está en cm; A , área de la sección transversal es igual al producto del ancho W y la extensión lateral de la fractura, ambos en centímetros; $(p_1 - p_2)$ es la presión diferencial en dinas por cm^2 existente entre los extremos de la fractura de L centímetros de longitud; y μ la viscosidad del fluido en poises. La Ec. (6.22) puede combinarse con la Ec. (6.20) en la misma forma explicada en la sección anterior, para obtener una expresión de la permeabilidad de una fractura,

$$k = 54 \times 10^6 W^2 \text{ darcys } (W = \text{pulgadas}) \quad (6.23)$$

La permeabilidad de una fractura de sólo 0,001 pulgada de ancho es 54 darcys o 54.000 md.

Las fracturas y los canales de disolución son causantes de ratas económicas de producción en muchas rocas de dolomita, caliza y areniscas, que no podrían producirse económicamente si tales aberturas no existiesen. Considérese, por ejemplo, una roca de permeabilidad matriz o primaria muy baja, de 0,01 md, pero que tiene en promedio una fractura de 0,005 pulgadas de ancho y de un pie en extensión lateral por pie cuadrado de roca. Asumiendo que la fractura está en la dirección del flujo, se puede aplicar la ley para flujo en paralelo, Ec. (6.17), y

$$k_{avg} = \frac{0,00001[114 - (12 \times 0,005)] + (54 \times 16^2 \times 0,005^2) (12 \times 0,005)}{144} \\ = 0,562 \text{ darcy} = 562 \text{ md.}$$

11. FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO INCOMPRESIBLE, ESTADO CONTINUO

Considérese un flujo radial hacia un pozo vertical de radio r_w en un estrato horizontal de espesor y permeabilidad uniformes, como lo indica la figura 6.16.

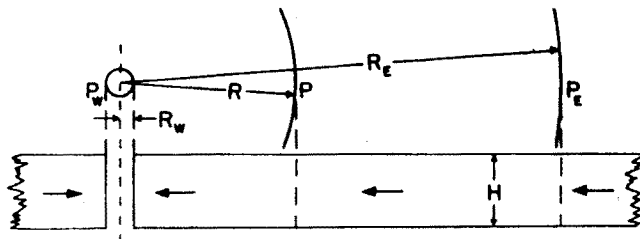


FIG. 6.16.

Si el fluido es incompresible, el flujo a través de cualquier circunferencia es constante. Sea p_w la presión mantenida en el pozo cuando a éste fluyen q barriles por día a condiciones del yacimiento y una presión p_e constante en el radio exterior r_e . Sea p la presión a cualquier radio r . A este radio r ,

$$v = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi rh} = -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

q es positiva en la dirección positiva de r . Separando variables e integrando entre dos radios cualesquiera, r_1 y r_2 , donde las presiones son p_1 y p_2 , respectivamente,

$$\int_{r_1}^{r_2} \frac{q dr}{2\pi rh} = - \int_{p_1}^{p_2} 1,127 \frac{k}{\mu} dp$$

$$q = - \frac{7,08 kh(p_2 - p_1)}{\mu \ln(r_2/r_1)}$$

El signo negativo, por lo general, no se incluye; ya que cuando p_2 es mayor que p_1 , el flujo de por sí es negativo, es decir, en la dirección negativa de r , o hacia el pozo. Se acostumbra aún más, expresar a q en unidades a condiciones superficiales en vez de unidades

a condiciones del yacimiento. Por lo tanto,

$$q_{rea} = B_o \times q_{sc}$$

$$q_{sc} = \frac{7,08 kh(p_2 - p_1)}{\mu B_o \ln(r_2/r_1)}$$

Los dos radios de interés son, por lo general, el radio del pozo r_w y el radio exterior o de drenaje r_e . Luego,

$$q_{sc} = \frac{7,08 kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (6.24)$$

Generalmente se obtiene el radio exterior a partir del espaciamiento de los pozos. Por ejemplo, un círculo con un radio de 660 pies puede inscribirse en una superficie cuadrada de 40 acres. Por lo tanto, para un espaciamiento de 40 acres r_e es frecuentemente usado como 660 pies. A veces se usa un radio de 754 pies, correspondiente al radio de un círculo de 40 acres en área. El radio del pozo se determina ordinariamente a partir del diámetro de la broca, el diámetro de la tubería de revestimiento o de un registro de calibración del pozo. Por lo general, en la práctica no se conoce con exactitud el radio exterior ni el radio del pozo. Afortunadamente, en la ecuación entran como un logaritmo haciendo que el error en la ecuación sea muy inferior a los errores de los radios en sí. Como los radios de los pozos son aproximadamente 1/3 de pie y un espaciamiento de 40 acres es muy común ($r_e = 660$ pies), se emplea frecuentemente un va-

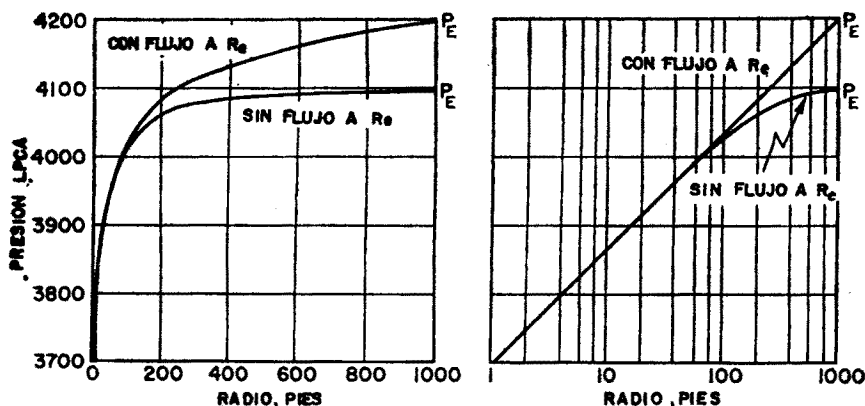


FIG. 6.17.—Distribuciones de presión para los flujos radiales de un fluido incompresible y de un líquido compresible sin flujo a través del límite exterior a 1.000 pies.

lor de 2000 para la razón r_e/r_w . Ya que $\ln 2000$ es 7,60 y $\ln 3000$ es 8,00, un aumento de 50 por ciento en el valor de r_e/r_w produce sólo un aumento de 5,3 por ciento en el valor del logaritmo.

La presión externa p_e de la Ec. (6.24) es generalmente la presión estática del pozo corregida a la mitad del intervalo productor y p_w es la presión fluyente del pozo durante un período de flujo estabilizado a la rata q_{sc} , corregida también a la mitad del intervalo productor. Cuando la presión del yacimiento se estabiliza, como en un empuje hidrostático natural o en un programa de mantenimiento de presión, la Ec. (6.24) se aplica, ya que la presión se mantiene constante en el límite exterior y el fluido producido por el pozo es reemplazado por fluido que atraviesa el límite externo. Es posible, sin embargo, que el flujo no sea estrictamente radial.

Las curvas superiores de los gráficos de la figura 6.17 muestran la distribución de presión alrededor de un pozo para el flujo de un fluido incompresible. La curva en papel logarítmico es una línea recta. La introducción de la compresibilidad del líquido en la Ec. (6.24) tiene muy poco efecto sobre la misma, como se vio en el caso del flujo lineal del problema 6.19. Por lo tanto, la Ec. (6.24) es suficientemente exacta en ingeniería para expresar el flujo radial de líquidos compresibles, cuando ocurre flujo a través del límite exterior.

12. FLUJO RADIAL EN ESTADO CONTINUO DE LÍQUIDOS COMPRESIBLES EN ÁREAS DE DRENAJE LIMITADAS

La Ec. (6.24) se aplica al caso de flujo radial cuando ocurre flujo a través del límite exterior que reemplaza el fluido producido por el pozo. Para una rata constante de producción, la presión p_e , lo mismo que la presión a cualquier radio, permanece constante debido al flujo a través del límite exterior. Por otra parte, los yacimientos volumétricos o limitados, donde los pozos están rodeados por límites impermeables y en parte o totalmente por pozos que drenan las áreas adyacentes, el límite exterior no posee una presión constante, sino más bien un límite donde no ocurre flujo y, por lo tanto, el gradiente de presión es cero. Ya que la producción de la unidad limitada es por expansión del líquido dentro del límite de drenaje, la presión externa p_e , al igual que la presión en todo lugar a través del área, disminuirá. El límite no será exactamente circular y estará en la mitad de la distancia entre los pozos, siempre y cuando produzcan a la misma rata.

Brownscombe y Collins⁸ dedujeron una ecuación para el flujo de líquidos compresibles en estado continuo en yacimientos circu-

lares cerrados. Si el estado es continuo, el flujo de un líquido de compresibilidad constante y las presiones a través del área deben ser constantes o decrecer con la misma tasa dp/dt en todo lugar. Si la presión disminuye a la misma tasa, la rata de flujo en el pozo es

$$q_w = c_e \times \pi r_e^2 h \phi \times \frac{dp}{dt}$$

El flujo que cruza una circunferencia de radio r será proporcional al volumen de fluido entre r y r_e , o

$$q = c_e \times \pi (r_e^2 - r^2) h \phi \times \frac{dp}{dt}$$

Dividiendo y despejando q en términos de q_w

$$q = q_w \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right)$$

Sustituyendo este valor en la ley de Darcy y escribiendo $A = 2\pi r h$

$$q_w \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right) = -1,127 \frac{k}{\mu} (2\pi r h) \frac{dp}{dr}$$

Separando variables e integrando entre dos radios cualesquiera, r_1 y r_2 , donde las presiones son p_1 y p_2 ,

$$\int_{r_1}^{r_2} \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right) \frac{dr}{r} = \frac{1,127 k 2\pi h}{\mu q_w} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

$$q_w = \frac{7,08 kh(p_2 - p_1)}{\mu [\ln(r_2/r_1) - r_2^2/2r_e^2 + r_1^2/2r_e^2]}$$

Para $r_1 = r_w$ y $r_2 = r_e$ y $q_{sc} = q_w B_o$ y para $r_e \rightarrow r_w$

$$q_{sc} = \frac{7,08 kh(p_e - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 1/2]} \quad (6.25)$$

La figura 6.17 muestra una comparación entre las distribuciones de presión obtenidas con las Ecs. (6.24) y (6.25) para la misma presión del pozo. Cerca del pozo la diferencia entre las presiones es pequeña. Para el caso de una presión diferencial ($p_e - p_w$) alta y para el caso de flujo a través del límite externo, la Ec. (6.24) se aplica ya

que el fluido debe recorrer desde el radio exterior hasta el pozo. Debe tenerse presente que la diferencia entre las Ecs. (6.24) y (6.25) no es la de un fluido incompresible respecto a uno compresible, sino la diferencia entre flujo y no flujo a través del límite exterior. Como se hizo notar anteriormente, un fluido incompresible se usa en la ecuación (6.24) porque simplifica su forma muchos más que una ecuación similar para un líquido compresible, y la diferencia de los resultados entre ambas es insignificante.

Las condiciones de aplicación de las Ecs. (6.24) y (6.25) rara vez se cumplen en los yacimientos de petróleo; sin embargo, se emplean frecuentemente como aproximaciones obteniéndose resultados de suficiente precisión para muchos fines de ingeniería. Como la mayor parte de la caída de presión ocurre en la vecindad del pozo, donde el flujo es aproximadamente radial, las condiciones en los límites exteriores o cerca de ellas son de menor importancia. Además, muchos estudios comprenden la evaluación de condiciones "antes" y "después" de pozos particulares o entre pozos similarmente situados en el mismo yacimiento, de manera que los resultados relativos son de mayor importancia que los absolutos. Se puede extender el uso de las ecuaciones, con reducción en la precisión, al flujo por debajo del punto de burbujeo. Se aplican igualmente bien a la inyección de fluidos. En este caso la presión en el pozo será mayor que en el radio de drenaje.

El concepto de radio de drenaje es bastante dudoso y a veces es empleado inadecuadamente con respecto a estas ecuaciones de flujo radial. La Ec. (6.24) implica un radio infinito de drenaje o, lo que es equivalente, el mantenimiento de presión p_e a un radio exterior r_e . El empleo de esta ecuación para obtener un drenaje efectivo o eficiente de un área dada es, por sí mismo, de validez limitada, porque implica en realidad que un pozo drenará un área infinita. Las ecuaciones (6.24) y (6.25) indican la presencia de un gradiente de presión a un radio cualquiera, no importa su distancia, pero el efecto del gradiente de presión sobre el flujo y desplazamiento de varias fases no es del todo obvio.

Existe otro aspecto del concepto del radio de drenaje que resultará claro en el estudio de flujo radial en estado no continuo. Cuando se pone un solo pozo en producción, se obtiene un radio de drenaje que aumenta con el tiempo. Después de un período determinado, la distribución de presión alrededor del pozo se aproxima a la dada por la Ec. (6.24) donde la presión del yacimiento es razonablemente estable, o por la Ec. (6.25) para yacimientos cerrados o limitados. En el caso de yacimientos de empuje hidrostático, el radio de drenaje se extiende en el acuífero hasta alcanzar un límite impermeable.

13. PRESIONES PROMEDIAS EN SISTEMAS DE FLUJO RADIAL Y TIEMPO DE READAPTACIÓN

La presión promedio por unidad volumétrica para un sistema radial puede expresarse por la integral

$$p_{avg} = \frac{\int p dV}{V} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p \times 2\pi rh\phi dr}{\pi r_e^2 h\phi} = \frac{2 \int_{r_w}^{r_e} pr dr}{r_e^2}$$

Para un sistema compresible, la presión a cualquier radio r se obtiene por la Ec. (6.24),

$$p = p_w + \frac{\mu q_{sc} B_o \ln(r/r_w)}{7,08 kh}$$

Luego,

$$p_{avg} = \frac{2p_w}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r dr + \frac{2\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) r dr$$

Integrando entre límites

$$p_{avg} = \frac{2p_w}{r_e^2} \left[\frac{r_e^2}{2} - \frac{r_w^2}{2} \right] + \frac{2\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh r_e^2} \left[\frac{r_e^2}{2} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{r_e^2}{4} + \frac{r_w^2}{4} \right]$$

Pero $r_w^2 \ll r_e^2$, por lo tanto, la presión promedio de un sistema de flujo radial para un fluido incompresible se aproxima a

$$p_{avg} = p_w + \frac{\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right] \quad (6.26)$$

La presión promedio de un sistema de flujo radial limitado para un líquido compresible puede encontrarse similarmente usando la presión de la Ec. (6.25), o

$$p = p_w + \frac{\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh} \left[\ln\left(\frac{r}{r_w}\right) - \frac{r^2}{2r_e^2} \right]$$

La presión promedio se obtiene de

$$p_{avg} = \frac{2p_w}{r_e^2} \int_{r_e}^{r_w} r dr + \frac{2\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh r_e^2} \left[\int_{r_e}^{r_w} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) r dr + \int_{r_e}^{r_w} \frac{r^2}{2r_e^2} dr \right]$$

Integrando entre límites

$$p_{avg} = p_w + \frac{\mu q_{sc} B_o}{7,08 kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right] \quad (6.27)$$

La diferencia entre las presiones promedias de dos sistemas de flujo radial, uno limitado y de un líquido compresible y el otro de un líquido incompresible, es la diferencia entre las Ecs. (6.26) y (6.27), o

$$\Delta p_{avg} = \frac{\mu q_{sc} B_o}{28,32 kh} \quad (6.28)$$

La diferencia para un petróleo de 2,0 cp con un factor volumétrico de 1,25 bl/BF, que fluye a una ratua de 200 BPPD a través de una formación de 200 md de permeabilidad y 25 pies de espesor, es

$$\Delta p_{avg} = \frac{2,0 \times 200 \times 1,25}{28,32 \times 0,200 \times 25} = 3,5 \text{ lpc}$$

Los estudios de líquidos *compresibles* en estado no continuo muestran que en pozos recién puestos en producción a una rata constante, una onda de presión se extiende a través del yacimiento en la forma indicada por la figura 6.39. Más aún, la distribución de presión a cualquier tiempo se expresa aproximadamente por Ec. (6.24), que es, sin embargo, para un fluido *incompresible*. A un tiempo cualquiera y radio de drenaje correspondiente, la cantidad de fluido necesario para crear una distribución de presión es proporcional a: a) la compresibilidad del líquido, b) el volumen de fluido existente en el área de drenaje, y c) la caída en la presión promedio ($p_e - p_{avg}$), o

$$\begin{aligned} \Delta V &= cV\Delta p \\ &= c \left(\frac{\pi r_e^2 h \phi}{5,615} \right) (p_e - p_{avg}), \text{ barriles} \end{aligned}$$

Pero

$$(p_e - p_{avg}) = (p_e - p_w) - (p_{avg} - p_w)$$

Substituyendo las Ecs. (6.24) y (6.26),

$$\begin{aligned} (p_e - p_{avg}) &= \frac{q_{sc} \mu B_o \ln(r_e/r_w)}{7,08 kh} - \frac{q_{sc} \mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 1/2]}{7,08 kh} \\ &= \frac{q_{sc} \mu B_o}{14,16 kh} \end{aligned}$$

Por tanto,

$$\Delta V = c \times \frac{\pi r_e^2 h \phi}{5,615} \times \frac{q_{sc} \mu B_o}{14,16 kh}$$

El *tiempo de readaptación* t_R en días, es el tiempo requerido para crear una distribución logarítmica de presión a cualquier radio transitorio de drenaje r_e . Se obtiene dividiendo el volumen ΔV , producido en el pozo por la expansión del líquido, por la rata del flujo en el yacimiento $q_{sc} B_o$ barriles por día, o

$$t_R = \frac{\Delta V}{q_{sc} B_o} = \frac{0,04 \mu c \phi r_e^2}{k} \quad (6.29)$$

La ecuación anterior implica que se requerirán t_R días para establecer una distribución logarítmica de presión, expresada por la ecuación (6.24), entre el pozo y un radio transitorio cualquiera, r_e , para un sistema de líquido compresible y cuando un pozo se pone a producir a una rata de flujo constante. El tiempo de readaptación es evidentemente independiente de la rata de producción. La ecuación no prueba que la distribución de presión a cualquier tiempo esté representada aproximadamente por la Ec (6.24); sin embargo, en los estudios que se presentan en la sección 20 se verá que este es el caso.

Si se usa la presión promedia para un sistema limitado, Ec. (6.27), en lugar de la Ec. (6.26) para deducir la ecuación de tiempo de readaptación, se obtiene la misma Ec. (6.29), excepto que la constante es 0,02 en vez de 0,04. Como estas ecuaciones se emplean sólo para estimaciones de *orden de magnitud*, con el fin de clasificar sistemas de flujo radial en estados no continuo o continuo, y ya que la constante 0,04 es más frecuente en la literatura, se usa en la sección 4 y en otros lugares de este texto.

14. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

La razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día, a la *presión diferencial* ($p_e - p_w$) en el punto medio del intervalo productor, se denomina *índice de productividad* J .

$$\text{Índice de productividad} = J = \frac{q_{sc}}{(p_e - p_w)} \text{ bl/día/lpc} \quad (6.30)$$

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos

comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática, p_e , y luego que el pozo haya producido a una rata estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo, p_w , empleando el mismo medidor. La diferencia ($p_e - p_w$) se denomina *presión diferencial* o *caída de presión* ($p - p_w$). La rata de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo.

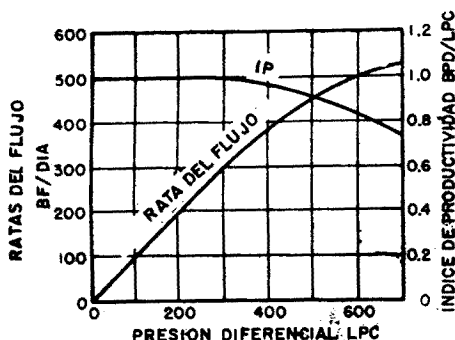


FIG. 6.18.—Declinación del índice de productividad a altas ratas de flujo.

En algunos pozos el índice de productividad o *IP* (inglés: *PI*) permanecerá constante para una amplia variación en la rata de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial ($p_e - p_w$) de fondo. En otros pozos, a altas ratas de flujo, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye, como lo muestra la figura 6.18. La causa de esta disminución puede ser debida a uno o varios factores: a) turbulencia a altas ratas de flujo, b) disminución en la permeabilidad del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída en presión en el pozo, c) aumento en la viscosidad del petróleo con caída de presión por debajo del punto de burbujeo, o d) reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En yacimientos de empuje por depleción los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución (fig. 6.5), y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación

de petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción pequeña de su valor inicial. Además, como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas-petróleo. La rata máxima a que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las condiciones existentes en el yacimiento y de la presión diferencial ($p_e - p_w$) disponible. Si la presión de producción de fondo se mantiene cerca de cero, manteniendo el nivel del fluido en el pozo muy bajo, la presión diferencial ($p_e - p_w$) disponible es entonces la presión existente en el yacimiento, y la rata máxima de producción será $p_e \times J$.

Las ratas de los pozos en algunos estados se limitan a determinadas producciones permisibles máximas, que dependen de un número de factores, incluyendo espaciamento en los pozos, profundidad y demanda actual de petróleo. En algunos estados también se controla por la razón gas-petróleo. En los datos de la ta-

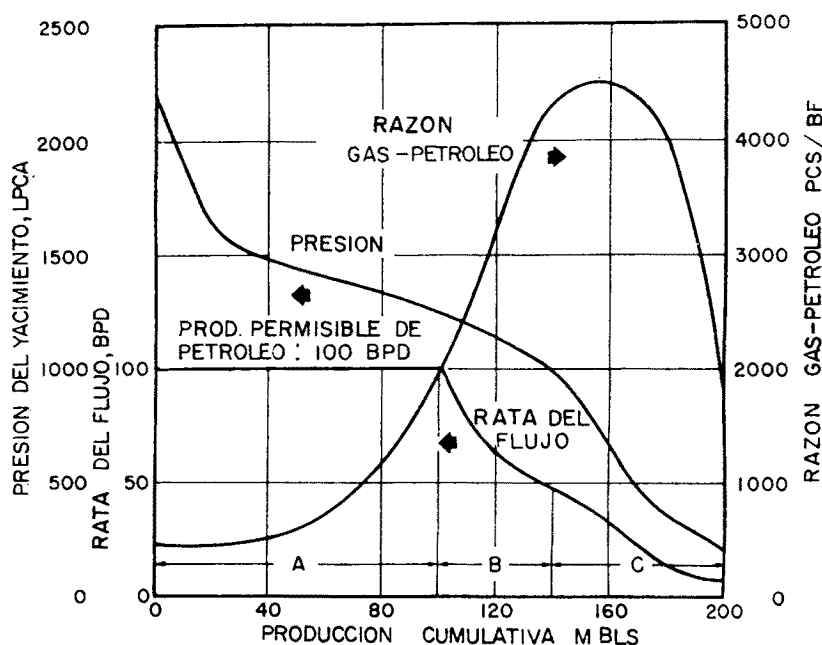


FIG. 6.19.—Curvas típicas de presión, rata de producción y relación gas-petróleo para un yacimiento de empuje por depleción. Basadas en datos de la Tabla 6.1.

TABLA 6.1. Rata de producción de un pozo en un yacimiento de empuje por depleción
Producción permisible de petróleo: 100 BF/día; RGP permisible, 2000 PCS/BF

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Producción cu- mulativa de petróleo, BF	Presión del ya- cimiento, lpc	RGP diaria, PCS/BF	Índice de productividad, BF/día/lpc	Rata física máxima, $p_w=0$, BF/día	Rata máxima a la RGP permisible de 2000, BF/día	Rata máxima del pozo, BF/día
0	2200	470	0,100	220,0	425,5	100,0 ^a
20.000	1600	480	0,102	163,2	416,7	100,0 ^a
40.000	1480	530	0,100	148,0	377,4	100,0 ^a
60.000	1400	705	0,095	133,0	283,7	100,0 ^a
80.000	1320	1175	0,088	116,2	170,2	100,0 ^a
100.000	1250	2000	0,082	102,5	100,0	100,0 ^a
120.000	1120	3290	0,073	81,8	60,8	60,8 ^b
140.000	890	4350	0,062	55,2	46,0	46,0 ^b
160.000	650	4470	0,050	32,5	44,7	32,5 ^c
180.000	350	4000	0,040	14,0	50,0	14,0 ^c
200.000	200	1880	0,030	6,0	106,4	6,0 ^c

Columna (5)=col. (2)×col. (4), asumiendo $p_w=0$.

Columna (6)=(100 BF/día×2000 PCS/BF)÷col. (3).

^a Limitada por regulaciones estatales.

^b Limitada por RGP excesivo.

^c Limitada por la rata física máxima.

bla 6.1 y figura 6.19 se ha asumido una producción permisible de petróleo para el pozo de 100 bl/día y una razón máxima gas-petróleo de 2000 PCS/BF. Esto quiere decir que en ningún momento el pozo podrá producir más de 100 bl/día (a menos que una revisión posterior cambie la producción permisible a una rata mayor o menor), y que el pozo pueda producir esta producción permisible siempre y cuando no produzca más de 100×2000 , ó 200.000 PCS de gas por día. En otras palabras, el pozo tiene una máxima producción permisible de petróleo de 100 bl/día y una máxima producción permisible de gas de 200 MPC/día, ninguno de los cuales puede excederse. La tabla 6.1 incluye la presión del yacimiento, la razón gas-petróleo de producción y el índice de productividad para un pozo que produce de un yacimiento típico de empuje por depleción. La col. (5) incluye la máxima rata posible, calculada del producto del índice de productividad y la presión del yacimiento. La col. (6) incluye la máxima rata permisible a 2000 PCS/BF. Para este pozo, la rata de producción dada en la col. (7) está limitada: primero, por el máximo de 100 bl/día, región A de la figura 6.19; segundo, por la razón gas-petróleo permisible, región B, y, finalmente, por la productividad del pozo, región C. En el capítulo VII, secciones 5 y 6, se presentan los métodos de pronosticar la presión, razón gas-petróleo y disminución del índice de productividad del pozo en yacimientos de empuje por depleción. De estos datos podemos pronosticar las ratas de producción a partir de los índices iniciales de productividad medidos.

En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta debido a la disminución en la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de estos pozos "productores de agua" a veces es práctico referir el índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el 99 por ciento o más.

El *índice de inyektividad* se usa en pozos de eliminación de agua salada y en pozos de *inyección* durante la recuperación secundaria o mantenimiento de presión. Se define como la razón de la rata de inyección en barriles por día al exceso de presión por encima de la presión del yacimiento que causa dicha rata de inyección, o

$$\text{Índice de inyektividad} = I = \frac{q_{sc}}{(p_w - p_e)} \text{ bl/día/lpc} \quad (6.31)$$

En ambos casos, del índice de productividad y del índice de inyektividad, las presiones empleadas son presión al frente de la forma-

ción, de manera que no se incluyen las caídas de presión por fricción en la tubería de producción o tubería de revestimiento. Para inyecciones a altas ratas, estas pérdidas de presión pueden ser considerables.

Comparando un pozo con otro en un campo dado, particularmente donde ocurren variaciones en el espesor neto productor y considerando los demás factores que afectan el índice de productividad esencialmente iguales, se usa a veces el índice de productividad específico, J_e , o sea el índice de productividad dividido por el espesor neto productor en pies, o

$$\text{Índice de productividad específico} = J_e = \frac{J}{h} = \frac{1}{h(p_e - p_w)} \text{ bl/día/lpc/p} \quad (6.32)$$

Los factores que afectan el índice de productividad, o el índice de productividades específico, se pueden apreciar resolviendo la ecuación (6.24) para $q_{sc}/(p_e - p_w)$, o

$$J = \frac{q_{sc}}{(p_e - p_w)} = \frac{7,08 kh}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (6.33)$$

$$J_e = \frac{q}{h(p_e - p_w)} = \frac{7,08 k}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (6.34)$$

15. VARIACIONES DE PERMEABILIDAD EN FLUJO RADIAL

Muchas formaciones productoras consisten de estratos o capas delgadas que pueden variar considerablemente en permeabilidad y espesor, como lo ilustra la figura 6.20. Si estos estratos producen

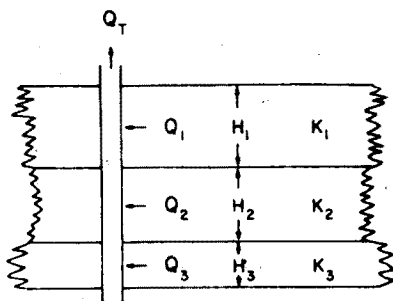


FIG. 6.20.—Flujo radial en capas paralelas.

fluido a un pozo común bajo la misma presión diferencial y a partir del mismo radio de drenaje, se tiene,

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 \dots + q_n$$

$$\frac{7,08 k_{avg} h_i (p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} = \frac{7,08 k_1 h_1 (p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} + \frac{7,08 k_2 h_2 (p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} + \text{etc.}$$

Y cancelando,

$$k_{avg} h_t = k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n$$

$$k_{avg} = \frac{\sum k_i h_i}{\sum h_i} \quad (6.35)$$

Esto es equivalente al flujo en paralelo de capas lineales de la misma longitud. De nuevo, la permeabilidad promedia es la permeabilidad que pudiera reemplazar las de todas las capas y aun obtener la misma rata de producción bajo la misma presión diferencial ($p_e - p_w$). El producto kh se denomina *capacidad* de una capa o estrato, y la *capacidad* total de la formación productora, $\sum k_i h_i$, se expresa por lo general en *millidarcy-pies*. Como la rata de flujo es directamente proporcional a la capacidad, Ec. (6.24), una capa de 10 pies y 100 md tiene la misma rata de producción que una capa de 100 pies y 10 md, siendo los demás factores iguales. Existen límites en la capacidad de las formaciones por debajo de las cuales las ratas de producción son antieconómicas, como también hay límites en el espesor neto productor de una formación por debajo de los cuales los pozos nunca representarán una inversión. De dos formaciones con la misma capacidad, la del petróleo de menor viscosidad puede ser económica, en tanto que la otra, no; lo mismo ocurre con la presión diferencial ($p_e - p_w$) disponible. Los espesores netos productores de alrededor de 5 pies y capacidades de unos pocos cientos de millidarcy-pies tienden a ser antieconómicos. La decisión final depende naturalmente de otros factores como presión diferencial ($p_e - p_w$) disponible, viscosidad, porosidad, saturación de agua innata, profundidad, etc. La capacidad de la formación junto con la viscosidad también determinan en gran parte si el pozo fluirá por sus propios medios o si debe usar levantamiento artificial. La cantidad de gas en solución también es otro factor importante. Con el desarrollo de fracturación de las formaciones, discutida posteriormente, la productividad de muchos pozos de baja capacidad ha mejorado considerablemente.

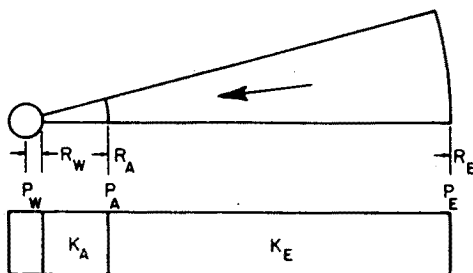


FIG. 6.21.—Flujo radial en capas en serie.

Considérese ahora un sistema de flujo radial en un estrato de espesor constante con una permeabilidad k_e entre el radio de drenaje r_e y un radio menor, r_a , y una permeabilidad *alterada*, k_a , entre el radio r_a y el radio del pozo r_w , como lo muestra la figura 6.21. Las caídas de presión en este sistema son aditivas, y

$$(p_e - p_w) = (p_e - p_a) + (p_a - p_w)$$

Introduciendo la Ec. (6.24) se obtiene

$$\frac{q\mu B_o \ln(r_e/r_w)}{7,08 k_{avg} h} = \frac{q\mu B_o \ln(r_e/r_a)}{7,08 k_e h} + \frac{q\mu B_o \ln(r_a/r_w)}{7,08 k_a h}$$

Cancelando y resolviendo para k_{avg}

$$k_{avg} = \frac{k_a k_e \ln(r_e/r_w)}{k_a \ln(r_e/r_a) + k_e \ln(r_a/r_w)} \quad (6.36)$$

La Ec. (6.36) puede generalizarse para incluir tres o más zonas en serie. Esta ecuación es importante en el estudio del efecto de una disminución o aumento en la permeabilidad de la zona alrededor del pozo, sobre la productividad del mismo.

16. RAZÓN DE PRODUCTIVIDADES Y MODELOS ELÉCTRICOS

En la evaluación del comportamiento de pozos, el factor base comúnmente empleado es el índice de productividad de un pozo *abierto* (zona productora no entubada) que penetra completamente la formación normalmente a los estratos, y donde no ha ocurrido ninguna alteración en la permeabilidad adyacente al pozo. La razón

de productividades, RP (Inglés: PR), se define como la razón del índice de productividad de un pozo en cualquier condición al índice de productividad del pozo normal. La razón de productividades puede ser mayor, menor o igual a uno. Aunque generalmente no se conoce el índice de productividad del pozo normal, el efecto relativo de ciertos cambios en el sistema del pozo puede evaluarse a partir de consideraciones teóricas, modelos de laboratorio o pruebas de pozos. Por ejemplo, la razón teórica de productividades de un pozo ensanchado de un diámetro de 8 pl a uno de 16 pl, está dado por la Ec. (6.33),

$$RP = \frac{J_{16}}{J_8} = \frac{\ln(r_e/0,333)}{\ln(r_e/0,667)}$$

Asumiendo $r_e = 660$ pies

$$RP = \ln(1980)/\ln(990) = 1,10$$

Luego si se duplica el diámetro del pozo se aumenta el índice de productividad alrededor del 10 por ciento. Analizando la Ec. (6.33) se observa que se puede mejorar el índice de productividad aumentando la permeabilidad promedia, k , reduciendo la viscosidad, μ , o aumentando el radio del pozo, r_w . Ya se ha discutido el mejoramiento relativamente pequeño que produce el ensanchar el fondo del pozo. La productividad de algunos pozos ha sido aumentada usando calentadores eléctricos en el fondo del pozo con el fin de reducir la viscosidad del petróleo cerca de las paredes del mismo. Schild⁹ presentó una teoría básica sobre conducción y convección del calor para este problema. En la sec. (18) se discutirá detalladamente el cambio en el índice de productividad o razón de productividades debido a cambios en la permeabilidad promedia.

A pesar de que el efecto del diámetro del pozo sobre la productividad del pozo se resolvió fácilmente usando la ecuación de flujo radial, existen problemas similares que no pueden desarrollarse por cálculos matemáticos. Muchos de ellos pueden resolverse satisfactoriamente por medio de un modelo analógico eléctrico basado en la analogía entre la ley de Ohm y la ley de Darcy. Ya que la electricidad en circuitos o resistencia en serie se comporta como un fluido incompresible, los resultados se aplican sólo al flujo de fluidos incompresibles a través de rocas. La resistencia eléctrica R de un cuerpo lineal es proporcional a su longitud e inversamente proporcional a su sección transversal, siendo la resistividad, ρ , la constante de proporcionalidad. Ya que la corriente eléctrica, I , es igual a la caída de voltaje, ΔE , dividida por la resistencia, R , luego,

$$I = \frac{\Delta E}{R} = \frac{\Delta E}{\rho L/A} = \frac{A \Delta E}{\rho L} \quad (6.37)$$

La ley de Darcy para flujo lineal es

$$q = \frac{kA \Delta p}{\mu L}$$

Inspeccionando las dos ecuaciones se observa la analogía existente entre la rata de flujo y la corriente, la caída de presión y la caída de voltaje, la movilidad del fluido (k/μ) y el recíproco de la resistividad ($1/\rho$), es decir, la conductividad eléctrica. La *conductancia* eléctrica, $A/\rho L$, recíproco de la *resistencia*, es análoga a la *permeancia* ($kA/\mu L$), del sistema fluido. El término permeancia no se emplea con frecuencia en ingeniería de yacimientos, sino más bien su equivalente ($q/\Delta p$), el índice de productividad del sistema. En el empleo de modelos eléctricos de estado continuo, la analogía reside entre la conductancia eléctrica ($1/R$), y la productividad ($q/\Delta p$). Aunque la analogía se ha demostrado sólo para sistemas lineales, también es aplicable para cualquier otra geometría donde el modelo eléctrico reproduce geoméricamente a escala la parte del yacimiento estudiado. La analogía entre los sistemas de flujo radial es evidente si se compara la Ec. (6.24) y la Ec. (6.38) similar para el flujo radial de electricidad,

$$I = \frac{2 \pi h \Delta E}{\rho \ln(r_e/r_w)} \quad (6.38)$$

El uso del modelo eléctrico se ilustrará con el problema relativamente complejo del cañoneo de pozos. Es lógico que el índice de productividad de un pozo donde se ha cañoneado la zona productora depende del número de perforaciones, sus diámetros, sus profundidades de penetración y también su distribución. Evidentemente, el análisis matemático de este problema es bastante complejo. Supóngase, sin embargo, que se llena un recipiente plástico, es decir, un tanque no conductor de electricidad, de 36 pulgadas de diámetro, a una altura de 12 pulgadas con un líquido de resistividad ρ , como lo muestra la figura 6.22.

Un electrodo de cobre de dos pulgadas de diámetro se coloca verticalmente en el centro, y un electrodo de cobre de 36 pulgadas de diámetro en la periferia del tanque. Este sistema representa el sistema del pozo normal, es decir, una terminación a pozo abierto (zona productora no entubada). Sea la resistencia medida entre los electrodos central y exterior 10,0 ohmios. El electrodo central se

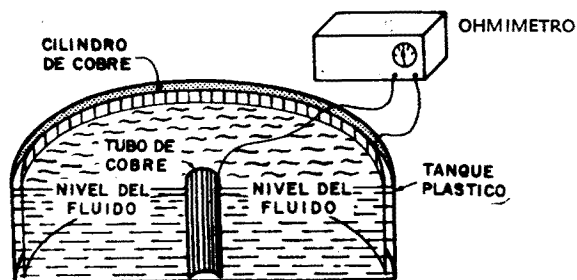


FIG. 6.22.—Flujo radial en un modelo eléctrico para estudios de productividad de los pozos.

sustituye luego por un tubo plástico (aislado) de dos pulgadas de diámetro a través del cual se extienden 24 electrodos de cobre de un octavo de pulgada en diámetro y sobresaliendo media pulgada a partir de la superficie del tubo plástico, como muestra la figura 6.23, para representar el pozo terminado con tubería de revestimiento y luego perforado lateralmente. Con los electrodos de cobre

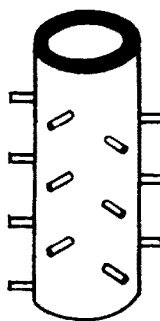


FIG. 6.23.—Tubo plástico con electrodos simulando tubería de revestimiento perforada para estudios con el modelo.

(perforaciones) conectados eléctricamente entre sí dentro del tubo, se mide de nuevo la resistencia entre las perforaciones y el electrodo exterior. Sea 16,9 ohmios la resistencia medida con el mismo electrolito y a la misma temperatura.

De los datos anteriores se puede concluir que la razón de productividades del pozo cañoneado es $10/16,9$, ó $0,592$. Sin embargo, se debe comprender que el modelo de 36 pulgadas no es suficientemente grande para representar un radio de drenaje razonable y, además, no es práctico hacerlo. Puede asumirse con suficiente exactitud que si el modelo hubiese sido de 3960 pulgadas de diámetro, el flujo, aun con el tubo plástico de electrodos, sería esencialmente

radial a partir del radio de 18 pulgadas hasta el radio de 1980 pulgadas. Luego, usando la Ec. (6.28) se puede calcular la resistencia adicional entre 18 pulgadas y 1980 pulgadas a partir de los 10 ohmios medidos entre el radio de una pulgada y el radio de 18 pulgadas.

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{\ln(18/1)}{\ln(1980/18)}$$

$$R_2 = \frac{R_1 \ln(1980/18)}{\ln(18/1)} = \frac{10,0 \ln 110}{\ln 18} = 16,3 \text{ ohmios}$$

Agregando esta resistencia a las dos resistencias medidas del modelo, se obtiene una razón de productividades de

$$RP = \frac{10,0 + 16,3}{16,9 + 16,3} = 0,79$$

Si la escala del modelo es uno a cuatro, representa una formación de 4 pies de espesor con un pozo de un octavo de pulgada. La densidad del cañoneo es de seis disparos por pie lineal con balas de media pulgada de diámetro que penetran dos pulgadas (o un cuarto de diámetro del pozo) en la formación. El radio de 1980 pulgadas representa un radio de drenaje de 660 pies. En estas circunstancias,

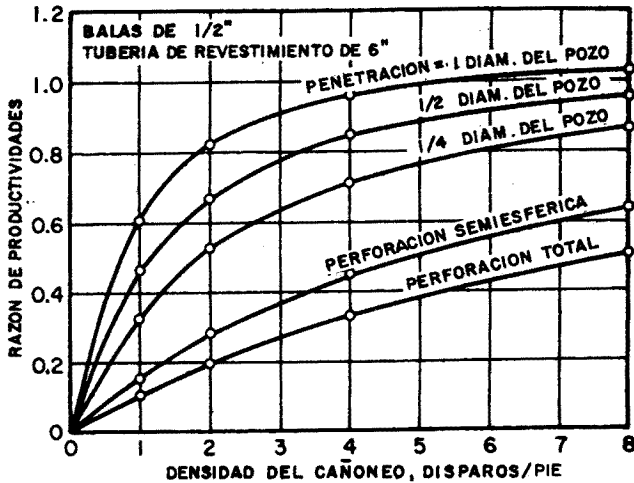


FIG. 6.24.—Productividad con tubería de revestimiento perforada, determinada a partir de estudios con el modelo eléctrico. (Adoptado de McDowell y Muskat¹⁰, Actas del AIME.)

la sección cañoneada tendrá un índice de productividad del 79 por ciento de una terminación a pozo abierto.

McDowell y Muskat¹⁰ han extendido este tipo de estudio a otras muchas aplicaciones. Algunos de sus resultados se presentan en la figura 6.24. Esta figura muestra, por ejemplo, que cuatro disparos con balas de media pulgada de diámetro alcanzarán un índice de productividad del 70 por ciento de una terminación a pozo abierto del mismo diámetro, siempre y cuando las perforaciones penetren una pulgada y media en la formación, o sea, un cuarto del diámetro del pozo.

17. OTROS PROBLEMAS DE POZOS RESUELTOS POR EL MODELO ELÉCTRICO Y CÁLCULOS MATEMÁTICOS

El empleo de modelos eléctricos para resolver problemas de pozos, donde los cálculos matemáticos son muy complejos para encontrar su solución, ha sido discutido y demostrado en el caso de la productividad de tubería de revestimiento cañoneada. A continuación se presentarán otros problemas de pozos, resueltos bien por modelos eléctricos, por métodos matemáticos, o por ambos.

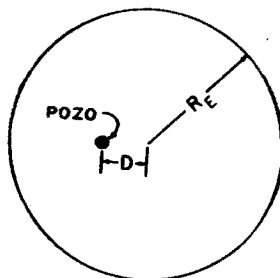


FIG. 6.25.—Pozo descentrado en área circular de drenaje.

a) *Pozo descentrado en un área circular de drenaje.*—Las siguientes ecuaciones se han deducido y verificado usando el modelo eléctrico para el caso de un pozo no centrado en un área de drenaje circular, como lo muestra la figura 6.25.

$$q = \frac{7,08 kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)(1 - d^2/r_e^2)} \quad \text{y} \quad RP = \frac{r_e^2}{r_e^2 - d^2} \quad (6.39)$$

donde d es la distancia excéntrica. Un pozo descentrado por 100 pies en un radio de drenaje de 660 pies tiene una RP de 1,023.

b) *Fuente lineal infinita.*—Cuando el flujo de un pozo es producido por una fuente lineal de presión constante como lo muestra

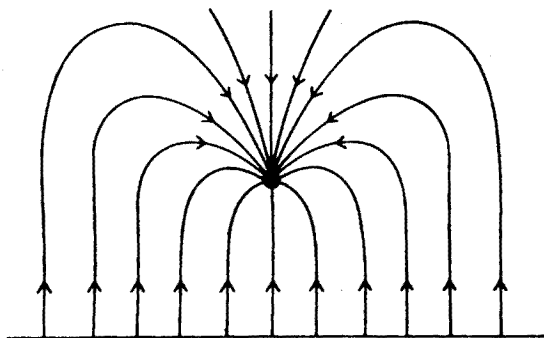


FIG. 6.26.—Flujo hacia un pozo localizado cerca de una fuente lineal infinita.

la figura 6.26, las siguientes ecuaciones, deducibles por métodos matemáticos y verificables por el método eléctrico, se aplican:

$$q = \frac{7,08 kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(2d/r_w)} \quad \text{y} \quad RP = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(2d/r_w)} \quad (6.40)$$

Esta situación puede ilustrarse considerando un pozo localizado a una distancia d del contacto petróleo-agua en un yacimiento de empuje hidrostático activo.

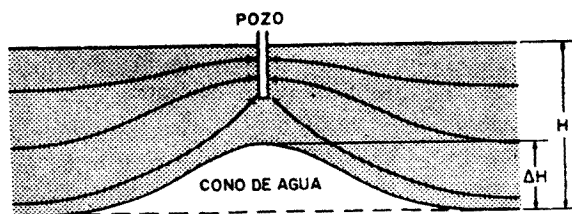


FIG. 6.27.—Cono de agua, por debajo de un pozo, que penetra parcialmente la formación en un yacimiento de empuje hidrostático de fondo.

c) *Pozos que penetran parcialmente la formación productora.*—Algunos pozos penetran sólo parte de la formación productora, como lo indica la figura 6.27. En pozos revestidos (entubados) que pene-

tran toda la formación productora, ésta puede cañonearse selectivamente en diferentes partes para dar el mismo efecto de un pozo que la penetra sólo parcialmente. La Ec. (6.41) es una ecuación aproximada para un pozo que penetra la parte superior de una formación productora. Es suficientemente precisa para fines de ingeniería y se ha verificado usando el modelo eléctrico.

$$q = \frac{7,08 kfh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \left[1 + 7\sqrt{r_w/(2fh)} \cos(f 90^\circ) \right] \quad (6.41)$$

$$RP = f[1 + 7\sqrt{r_w/(2fh)} \cos(f 90^\circ)]$$

Para una penetración fraccional de 20 por ciento, es decir, $f=0,20$, en una formación de 50 pies de espesor y para un pozo de 0,333 pies de radio,

$$\begin{aligned} RP &= 0,20[1 + 7\sqrt{0,333/(2 \times 0,20 \times 50)} \cos(90^\circ \times 0,20)] \\ &= 0,20(1 + 7 \times 0,129 \times 0,951) = 0,37 \end{aligned}$$

La figura 6.28 es la presentación gráfica de la Ec. (6.41), razón de productividades como función de la penetración, para tres espesores

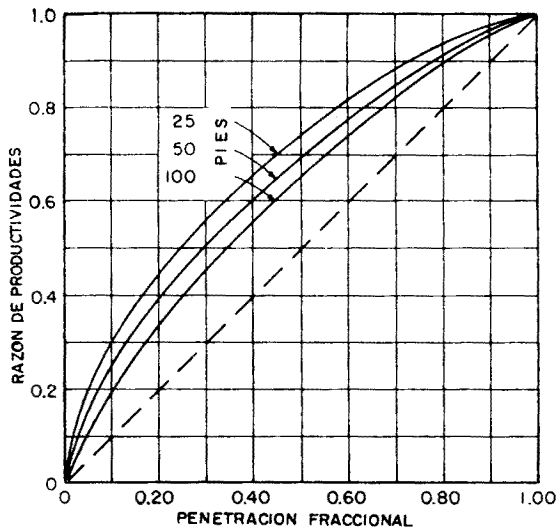


FIG. 6.28.—Productividad de pozos que penetran parcialmente la formación de permeabilidad isotrópica ($r_w=0,333$ pies).

y un pozo de 0,333 pies en radio. La línea interrumpida es la razón de productividades obtenida si el flujo fuese estrictamente radial. La ecuación (6.41) se dedujo asumiendo las mismas permeabilidades vertical y horizontal para los estratos. Cuando la permeabilidad vertical es inferior a la permeabilidad horizontal, la razón de productividades será menor. Para permeabilidades verticales muy bajas, posiblemente causadas por capas impermeables de lutita, la razón de productividades se aproxima a la línea interrumpida de la figura 6.28.

El estudio de pozos que penetran la formación productora parcialmente halla una aplicación importante en la producción de zonas de petróleo o gas con agua de fondo subyacente. La figura 6.27 muestra el tipo de cono del fondo de un pozo debido a la reducción en presión en la vecindad del pozo fluyente. La altura del cono Δh aumenta con la presión diferencial ($p_e - p_w$) del pozo, y la máxima presión diferencial ($p_e - p_w$) que puede existir sin entrar agua en el pozo es *alrededor de*

$$\Delta p_{max} = 0,433 (\rho_w - \rho_o) \Delta h_{max}$$

Para una diferencia en gravedades específicas de los fluidos del yacimiento de 0,30 y una distancia vertical entre el fondo del pozo y el contacto inicial petróleo-agua de 10 pies, Δp_{max} será alrededor de 1,30 lpc. Para un pozo con un índice de productividad de 10 BF/día/lpc, la rata máxima de flujo sin producir agua será alrededor de 13 BPPD. Arthur¹¹ y Muskat¹² han presentado exposiciones teóricas de conificación de agua. Con ciertas modificaciones, las mismas teorías se aplican a la conificación de gas hacia abajo de una capa de gas y a la formación de lóbulos de agua en empujes hidrostáticos marginales (ver fig. 5.15). Dichas teorías aplican a yacimientos de permeabilidad homogéneas. Afortunadamente, en muchos yacimientos la permeabilidad vertical es mucho menor que la permeabilidad horizontal, favoreciendo la recuperación de petróleo a bajas razones gas-petróleo y bajos porcentajes de agua. Si una baja permeabilidad vertical se debe a estratos de muy poca permeabilidad, tal como a estratos de lutita dentro de la zona productora, muchas veces es práctico terminar el pozo por encima de esta barrera impermeable. Si la barrera no es extensa, el agua eventualmente llegará al pozo a medida que el contacto petróleo-agua asciende. Si la barrera es extensa, el petróleo por debajo de la barrera puede recuperarse por pozos más altos en la estructura que no poseen el problema de conificación, al menos inicialmente. Es lógico que eventualmente, en formaciones homogéneas con empujes hidrostáticos de fondo, a la producción de petróleo se sumaran cantidades de agua en aumento, y al alcanzarse el límite económico según el porcentaje

de agua puede quedar aún mucho petróleo sin recuperar en el yacimiento.

d) *Dos pozos en un área de drenaje circular: Interferencia de pozos.*—Si dos pozos están localizados cerca del centro de un área circular de drenaje de radio r_e (fig. 6.29) a una distancia d entre sí y

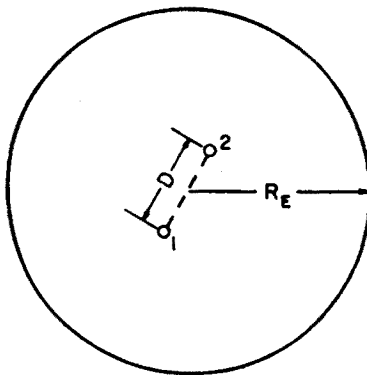


FIG. 6.29.—Dos pozos en un área circular de drenaje.

uno produce a una tasa q_1 , causará en el segundo pozo una caída de presión dada por

$$p_e - p_d = \frac{\mu q_1 B_o \ln(r_e/d)}{7,08 kh}$$

La presión estática en el segundo pozo es p_d , de manera que la caída de presión en este segundo pozo cuando fluye a una tasa de q_2 es

$$p_d - p_w = \frac{\mu q_2 B_o \ln(r_e/r_w)}{7,08 kh}$$

La caída de presión total ($p_e - p_w$) es la suma de las dos y el índice de productividad del segundo pozo es

$$J = \frac{q_2}{p_e - p_w} = \frac{q_2}{\frac{\mu B_o}{7,08 kh} [q_1 \ln(r_e/d) + q_2 \ln(r_e/r_w)]}$$

Si las ratas de flujo son iguales, $q_1 = q_2$, y

$$J = \frac{7,08 kh}{\mu B_o \ln [r_e^2 / (r_w d)]}$$

Las ratas de flujo son

$$q_1 = q_2 = \frac{7,08 kh(p_i - p_w)}{\mu B_o \ln [r_e^2 / (r_w d)]} \quad (6.42)$$

Este tipo de *interferencia entre pozos* se presenta cuando los pozos no se perforan según un espaciamiento uniforme. La deducción no tiene en cuenta una pequeña corrección debida a los pozos descentrados, como se vio en la parte a) de esta sección. Para dos pozos separados 50 pies, y para $r_e = 660$ pies y $r_w = 0,333$ pies, los índices de productividad de los dos pozos se reducirán en un 25 por ciento, es decir, a una razón de productividades de 0,75. A medida que los pozos se acercan, sus índices de productividad se aproximan al mínimo de 0,50.

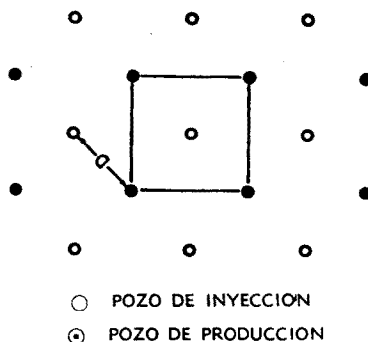


FIG. 6.30.—Arreglo de cinco pozos.

e) *Flujo en un arreglo de cinco pozos.*—La red del sistema de cinco pozos ilustrado en la figura 6.30 se emplea frecuentemente en la explotación de petróleo, particularmente en recuperación por inundación de agua. Los pozos de petróleo se alternan con los pozos de inyección de agua en un espaciamiento regular en tal forma que cada pozo de producción está rodeado por cuatro de inyección. La rata de flujo o inyección a condiciones del yacimiento está dada por

$$q = \frac{3,54 kh(p_i - p_w)}{\mu [\ln (d/r_w) - 0,619]} \quad (6.43)$$

donde d es la distancia entre los pozos de inyección y producción y $(p_i - p_w)$ es la diferencia entre las presiones de inyección y de producción fluyente de los pozos. Para poder aplicar esta ecuación estrictamente a inundaciones de agua, las movibilidades del petróleo y del agua deben ser iguales.

18. DAÑO ZONAL Y ESTIMULACIÓN DE POZOS

Daño zonal es la reducción en permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. El término *efecto superficial* también se usa en este mismo sentido para denotar una superficie o

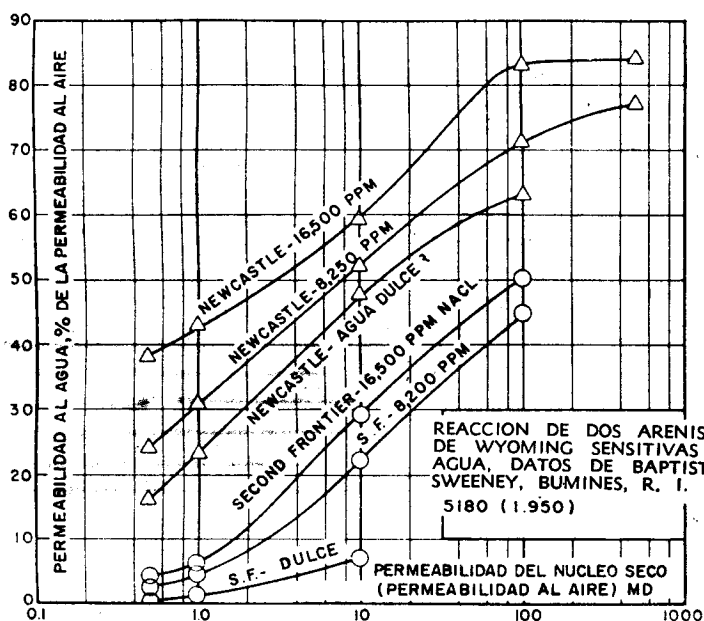


FIG. 6.31.—Reducción de la permeabilidad en areniscas sensitivas al agua. (Tomado de Baptist y Sweeney, Bureau of Mines de EE. UU.)

cilindro de permeabilidad reducida alrededor del pozo. El daño puede ocurrir durante las operaciones de perforación, terminación o producción y puede ser el resultado de hinchamiento de partículas arcillosas en arenas limosas, invasión de partículas del lodo de perforación, precipitación química, formación de emulsiones, desarrollo bacteriano, aumento en agua innata y depósitos de parafina. La figura 6.31 muestra la reducción en la permeabilidad en areniscas sensi-

bles al agua, donde el agua innata es reemplazada por agua menos salobre o agua dulce del lodo de perforación. Estos estudios muestran que la reducción en permeabilidad es mayor para la arenisca Second Frontier, para el agua menos salada y para las permeabilidades menores. En el campo Ten Section, de California, las ratas iniciales de flujo de pozos terminados con lodos a base de petróleo eran dos o tres veces las de los pozos terminados con lodos a base de agua; y aunque las ratas de producción en ambos casos disminuyeron con el tiempo, las ratas de producción con lodos a base de petróleo se mantuvieron más altas. En el campo Rangely, de Colorado, se obtuvieron ratas de producción bajas de los pozos terminados con lodos a base de agua, a pesar de que la pérdida del filtrado era baja. En uno de los pozos no se obtuvo producción alguna después de terminarlo con lodo a base de agua; el pozo se desvió en el fondo, se terminó con petróleo de la formación y fluyó a la rata de 400 BPPD. El yacimiento Tatum de Oklahoma se perforó originalmente en 1929 con un espaciamiento de 10 acres y sus pozos de producción inicialmente produjeron por bombeo a la rata de 20 BPPD, o menos. En 1948 el campo se perforó de nuevo empleando emulsión de petróleo como fluido de perforación y los pozos *fluyeron* a ratas entre 100 y 200 BPPD. Estos ejemplos ilustran el *daño zonal* en formaciones productoras por la acción directa de los fluidos de perforación o de terminación.

La estimulación de pozos, por otra parte, puede definirse como el aumento en permeabilidad en la vecindad del pozo y también puede expresarse por un efecto superficial negativo. La estimulación de pozos se logra por cañoneo, acidificación, fracturación hidráulica y por el uso de agentes tales como bactericidas, compuestos reductores de la tensión superficial, desemulsionantes, disolventes de parafinas, etc.

Un pozo puede perforarse en un estrato de permeabilidad, k_e , y debido a daño zonal o estimulación del pozo la permeabilidad en la vecindad del pozo puede ser alterada a un valor k_a desde el pozo hasta un radio r_a . Como la Ec. (6.36) da la permeabilidad promedia de tal sistema, la razón de productividades de un pozo con una zona de permeabilidad alterada es

$$\begin{aligned}
 RP &= \frac{k_{avg}}{k_e} = \frac{k_a \ln(r_e/r_w)}{k_a (\ln(r_e/r_a) + k_e \ln(r_a/r_w))} \\
 &= \frac{\ln(r_a/r_w)}{\ln(r_e/r_a) + (k_e/k_a) \ln(r_a/r_w)} \quad (6.44)
 \end{aligned}$$

Por lo tanto, la razón de productividades de un pozo depende de

la razón del cambio en permeabilidad, k_e/k_a , y de la extensión radial, r_a , de la zona alterada. La figura 6.32 presenta gráficamente la Ec. (6.44) y da las razones de productividades esperadas cuando ocurren cambios de permeabilidad en una zona de 0 a 24 pies de radio. La RP máxima se obtiene cuando $k_e/k_a=0$, lo que equivale a ensanchar el pozo.

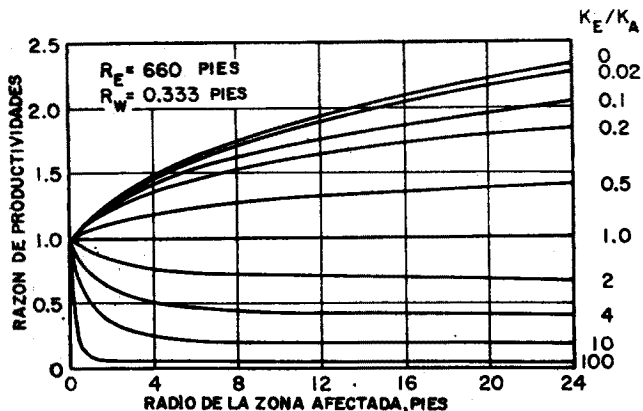


FIG. 6.32.—Razón de productividades como función de la alteración en la permeabilidad alrededor del pozo. (Tomado de Roemershauser y Hawkins, revista *Journal of Petroleum Technology*.)

Ya que sólo pueden esperarse moderadas mejoras de la productividad en la estimulación de pozos terminados en formaciones homogéneas sin daño zonal, es lógico que mayores efectos se esperen donde ha ocurrido daño zonal o donde, por ejemplo, un pozo se termina desafortunadamente en una parte compacta de una formación permeable. Por ejemplo, si la permeabilidad a una distancia de cuatro pies se reduce a una centésima de la permeabilidad exterior ($k_e/k_a=100$) durante la perforación y terminación del pozo, y si por estimulación la permeabilidad se aumenta 10 veces la permeabilidad exterior a un radio de 10 pies ($k_e/k_a=0,10$), la razón de productividades aumentará de 0,05 a cerca de 1,7, o sea, un aumento de 34 veces.

No es evidente el efecto de la razón de productividades sobre la rata diaria de producción de un pozo. Si en pozos que producen al máximo se dobla la razón de productividades, lógicamente se doblarán las ratas diarias de producción. Si a un pozo que produce a una rata máxima de 50 BPPD con una producción permisible de petróleo de 200 BPPD se le aumenta cuatro veces su productividad, se aumentará la producción diaria a la producción permisible. Si

el pozo estuviera fluyendo a 50 BPPD se podrá lograr el mismo aumento por levantamiento con gas o bombeo, métodos que al reducir la presión fluyente de fondo aumenta la presión diferencial ($p_e - p_w$) y, por consiguiente, la rata de flujo. La decisión sobre la técnica a emplear, estimulación o levantamiento artificial, es un asunto que depende de la situación económica del pozo, y eventualmente quizá sea necesario recurrir a ambas. Cuando un pozo está bombeando a su máximo, es decir, con la presión fluyente de fondo cerca de cero, ya que su presión diferencial máxima ($p_e - p_w$) ha sido empleada, una mejora adicional puede sólo lograrse por estimulación del pozo. La figura 6.33 adoptada según Garland, Elliott, Dolan

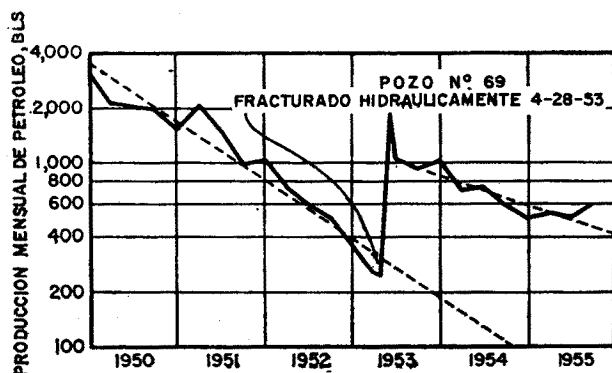


FIG. 6.33.—Mejoras en la rata de producción y de declinación por fracturación hidráulica. (Tomado de Garland, Elliott, Dolan y Dobyns¹³, *Bureau of Mines de EE. UU.*)

y Dobyns¹³ muestra el aumento en la rata de producción de un pozo estimulado usando la técnica de fracturación hidráulica. Además de aumentar la rata de producción, disminuyó la rata de decrecimiento de la producción. En otros casos, la rata de decrecimiento después del tratamiento puede aumentar de manera que se recupere poco petróleo cumulativo adicional; sin embargo, se recupera en un tiempo menor.

La figura 6.34. muestra el efecto del uso de huecos de drenaje para mejorar la productividad de pozos con formaciones tanto afectadas como no afectadas. Los huecos de drenaje se perforaron lateralmente en la formación con una herramienta especial que emplea una broca giratoria de radio pequeño. Los resultados de la figura 6.34 los obtuvo Perrine¹⁴ usando un modelo eléctrico como el descrito en la sec. 16, donde el pozo con los huecos de drenaje se representó por un alambre de cobre vertical al que se soldaron dos

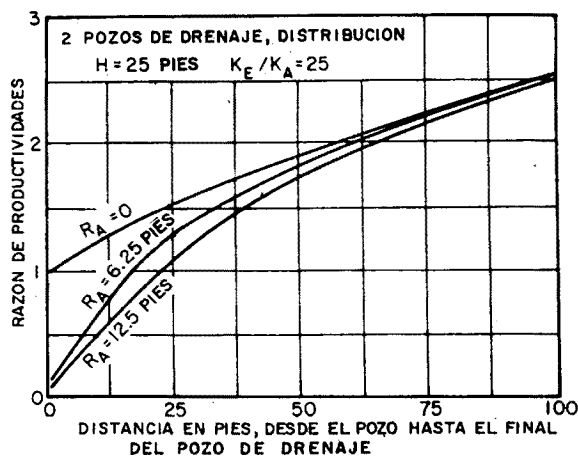


FIG. 6.34.—Uso de huecos de drenaje para mejorar la productividad de pozos con formaciones dañadas y no dañadas. Para la curva superior no ha ocurrido daño; para la del medio, la permeabilidad se ha reducido 25 veces a un radio de 6,25 pies; para la curva inferior, la permeabilidad ha sido reducida 25 veces a un radio de 12,5 pies. (Tomado de Perrine¹⁴, Actas del AIME.)

alambres para representar los huecos de drenaje que se extendían a diferentes distancias en la formación. Aunque se estudiaron otros casos, los datos de la figura 6.34 se aplican sólo a dos casos de daños zonales, uno que se extiende a un radio de 6,25 pies y el otro a 12,5 pies, con una reducción en permeabilidad en ambos casos de $k_e/k_a = 25$. Como se observó anteriormente, pueden esperarse mayores mejoras de pozos con zonas afectadas que de pozos en zonas no afectadas.

19. RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS CON FLUJO EN ESTADO CONTINUO

La figura 6.35 representa una analogía hidráulica de flujo en estado continuo de un pozo donde la presión en el límite exterior se mantiene en p_e . La presión fluyente de fondo p_{wf} se mantiene en el pozo por extracción de fluido, bien sea por flujo natural o levantamiento artificial, a una rata que determina p_{wf} , o su equivalente nivel de fluido, h_{wf} . Si la producción se paraliza, el nivel del fluido ascenderá exponencialmente, al igual que la presión cuyo valor en un momento dado es igual a $0,433 \rho_o h_w$. La rata de ascenso será

rápida al principio y se aproxima asintóticamente a un nivel o presión final. A una presión cualquiera del pozo, p_w , después de cesar

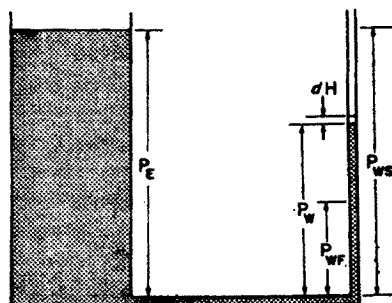


FIG. 6.35.—Diagrama que ilustra la restauración de presión en flujo de estado continuo.

la producción, la rata de flujo hacia el pozo será proporcional a la presión diferencial ($p_e - p_w$) instantánea, o

$$q = \frac{dV}{dt} = B_o J (p_e - p_w) \text{ bl/día}$$

donde J es el índice de productividad en BF/día/lpc y B_o , el factor volumétrico promedio del fluido que entra el pozo. Pero,

$$dV = \frac{A dh_w}{144 \times 5,615} \text{ barriles}$$

donde A es el área de la sección transversal del pozo en pulgadas cuadradas, y dh_w está en pies. Ya que $p_w = 0,433 \rho_o h_w$, $dh_w = dp / 0,433 \rho_o$, donde ρ_o es la gravedad específica promedio del fluido en el pozo. Sustituyendo estos valores en la primera ecuación

$$\frac{A}{144 \times 5,615} \times \frac{dp_w}{0,433 \rho_o dt} = B_o J (p_e - p_w)$$

o

$$\frac{dp_w}{dt} = C (p_e - p_w) \text{ lpc/día} \quad (6.45)$$

donde

$$C = \frac{144 \times 5,615 \times 0,433 \times \rho_o B_o J}{A} = \frac{350 \rho_o B_o J}{A} \quad (6.46)$$

Además, como las presiones son proporcionales a los niveles del fluido en el pozo,

$$\frac{dh_w}{dt} = C(h_e - h_w) \text{ p/día}$$

Integrando entre una presión cualquiera, p_o , tomada a un tiempo arbitrario cero en el momento de cesar la producción, y una presión p existente en el pozo a un tiempo cualquiera t tomado a partir del tiempo arbitrario cero,

$$\ln \left[\frac{p_e - p_o}{p_e - p} \right] = Ct$$

$$\left[\frac{p_e - p_o}{p_e - p} \right] = \left[\frac{h_e - h_o}{h_e - h} \right] = \left[\frac{D_o - D_e}{D - D_e} \right] = e^{Ct} \quad (6.47)$$

Como se indica, las presiones pueden ser reemplazadas por alturas de los niveles de fluido, h , o profundidades, D , a partir de la superficie, donde el pozo está expuesto a la atmósfera. La Ec. (6.47) indica un ascenso exponencial en la presión o nivel del fluido que alcanza p_e , h_e o D_e después de un tiempo infinito. Al tratar de encontrar la presión estática del yacimiento donde la rata de ascenso es lenta, sin esperar suficiente tiempo, podría asumirse dos valores de presión p_1 y p_2 correspondientes a t_1 y t_2 y luego reemplazarse en la Ec. (6.47) y resolver las ecuaciones resultantes simultáneamente y obtener p_e ; sin embargo, esto es imposible. Por otra parte, se puede usar la Ec. (6.45) para encontrar la presión estática del yacimiento, extrapolando el gráfico de (p) contra (dp/dt) a $dp/dt=0$, donde p es igual a p_e .

Arps y Smith¹⁵ demostraron que las ratas promedias de aumento $\Delta p/\Delta t$ pueden usarse cuando Δt es igual a varias horas, siempre y cuando todos los incrementos de Δt sean iguales. La figura 6.36 muestra un ejemplo del método para hallar la presión estática extrapolando $\Delta p/\Delta t$ a cero. Las ratas promedias de aumento de presión pueden registrarse indistintamente tanto a las presiones correspondientes al principio como al final de los intervalos de Δt .

La constante C es la pendiente de la línea recta a medida que $\Delta t \rightarrow 0$, es decir, el promedio de las dos líneas. Si para el pozo de la figura 6.36, $A=35 \text{ pl}^2$ (áreas de la tubería de producción y del espacio anular), $\rho_o=0,65$ y $B_o=1,12$ y la pendiente de la línea *promedia* es 2,00 lpc/día/lpc, entonces el índice de productividad, J , es

$$J = \frac{2,00 \times 35}{350 \times 0,65 \times 1,12} = 0,27 \text{ BF/día/lpc.}$$

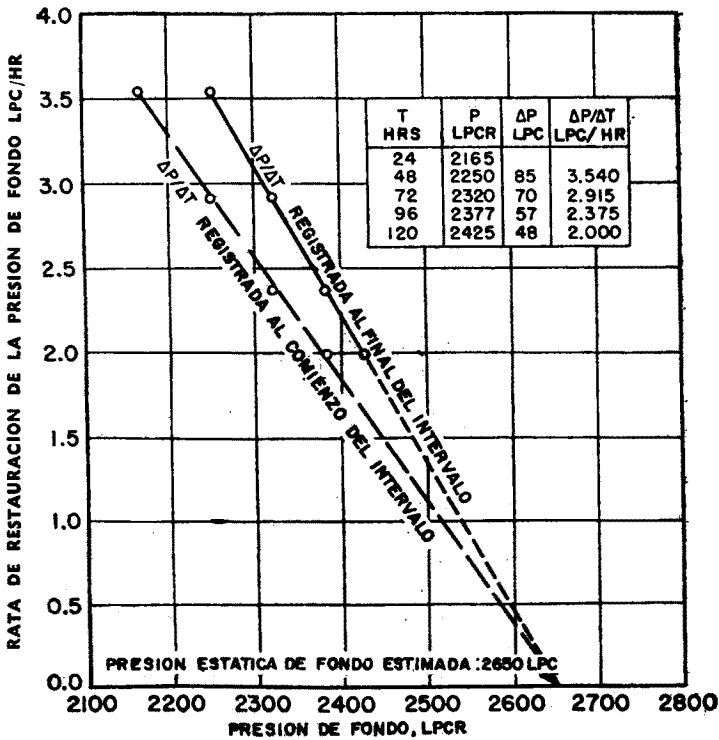


FIG. 6.36.—Extrapolación de la tasa de restauración de la presión para encontrar la presión estática en restauraciones de presión en flujo de estado continuo. (Tomado de Arps y Smith, *Actas del API Drilling and Production Practice*.)

Las presiones que entran en estas ecuaciones se puede obtener por medio de un medidor de presión de fondo, o se pueden calcular a partir de la densidad del fluido y de los niveles del fluido determinados con un achicador o un instrumento sónico. Debe tenerse en cuenta que el método descrito en esta sección está limitado a pozos con flujos cerca al estado continuo; de otra forma se debe usar los métodos para estados no continuos, discutidos en la próxima sección.

20. FLUJO RADIAL EN ESTADO NO CONTINUO DE LÍQUIDOS COMPRESIBLES

Sea q en bl res/día la tasa de flujo a un radio cualquiera $r + dr$, como lo indica la figura 6.37. Entonces a un radio r será mayor en

una cantidad dq debido a: a) dilatación del fluido q cuando la presión cae de $p + dp$ a un radio $r + dr$ a una presión p a un radio r , y b) dilatación del fluido contenido en el elemento anular de espesor dr donde la presión cae a una rata de dp/dt lpc/día. La dila-

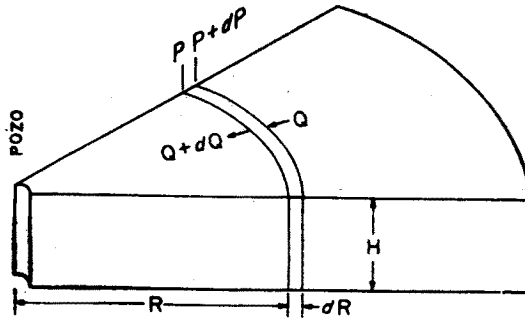


FIG. 6.37.

tación del fluido q en (a) puede despreciarse. El volumen del fluido contenido en el elemento anular es

$$V = \frac{2 \pi r h \phi dr}{5,615} \quad \text{bl}$$

El cambio en volumen dV del ejemplo, debido a la caída de presión dp es

$$\begin{aligned} dV &= -cV dp = -\frac{c(2 \pi r h \phi dr) dp}{5,615} \\ &= -1,119 r h c \phi dr dp \end{aligned}$$

Como se explicó en la sec. 3 de este capítulo el producto $(c\phi)$ es: a) el producto de la compresibilidad *promedia* de los fluidos, Ec. (6.12), y la porosidad *total* o b) el producto de la compresibilidad *efectiva* de la fase móvil y el espacio poroso ocupado por la misma (porosidad de la fase móvil).

La rata de variación del volumen con tiempo $\partial V/\partial t$ a cualquier tiempo es la rata de dilatación del líquido del elemento anular, o

$$\begin{aligned} dq &= \frac{\partial V}{\partial t} = -1,119 r h \phi c dr \frac{\partial p}{\partial t} \\ \frac{\partial q}{\partial r} &= -1,119 r h \phi c \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad (6.48)$$

La ley de Darcy para el flujo radial es

$$q = - \frac{7,08 \text{ } khr}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

Diferenciando

$$\frac{\partial q}{\partial r} = - \frac{7,08 \text{ } kh}{\mu} \left[r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \right] \quad (6.49)$$

Igualando Ecs. (6.48) y (6.49),

$$1,119 \text{ } rh\phi c \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{7,08 \text{ } kh}{\mu} \left[r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \right]$$

Cancelando y dividiendo los términos por r ,

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu c \phi}{6,328 \text{ } k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Expresando $\eta = 6,328 \text{ } k/(\mu c \phi)$, la ecuación se convierte en

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6.50)$$

Esta es la *ecuación de difusividad* en forma radial. El nombre proviene de su aplicación al flujo radial o *difusión* del calor, para lo cual se dedujo originalmente. En principio, el flujo de calor, el flujo de electricidad y el flujo de fluidos en rocas permeables pueden describirse mediante las mismas expresiones matemáticas. La constante η se denomina *constante de difusividad*. Este grupo de términos determina la rata a que el fluido se readaptará como resultado de una perturbación de la presión impuesta al sistema. Este mismo grupo de términos se encuentra en la Ec. (5.5) para la conversión de tiempo adimensional en el estudio de intrusión de agua en estado no continuo y también en la Ec. (6.29) para calcular el tiempo de readaptación.

Para el caso de un fluido incompresible $c=0$ y, por lo tanto, $\eta = \infty$, lo que reduce la Ec. (6.50) a

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (6.51)$$

Para el flujo de un líquido compresible en estado continuo en sistemas limitados, $\partial p/\partial t$ es una constante, es decir, la presión decrece en todos los puntos con la misma rata A , y

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{A}{\eta} \quad (6.52)$$

A es la rata de decrecimiento de presión dp/dt en lpc por día. La diferenciación de las Ecs. (6.24) y (6.25) mostrarán que son soluciones de las Ecs. (6.51) y (6.52), respectivamente. Las tablas 5.1 y 5.2, empleadas para calcular la intrusión de agua en estado no continuo, son también un grupo de soluciones de la Ec. (6.50).

La Ec. (6.50) indica que la presión, a un radio cualquiera, en el flujo radial de un líquido de compresibilidad c , es función del tiempo. Una solución de la ecuación de difusividad se expresa en términos de la integral exponencial $Ei(-x)$ definida por

$$Ei(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = \left[\ln x - \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2 \times 2!} - \frac{x^3}{3 \times 3!} + \text{etc.} \right]_x \quad (6.53)$$

Esta integral se ha resuelto en forma tabular¹⁶; de donde se construyó el gráfico de la figura 6.38. Estas tablas pueden compararse con las tablas logarítmicas resueltas también de desarrollos en serie, tal como

$$\ln x = \int_1^x \frac{dx}{x} = 2 \left[\frac{x-1}{x+1} + \frac{(x-1)^3}{3(x+1)^3} - \frac{(x-1)^5}{5(x+1)^5} + \text{etc.} \right]$$

Si se expresa $x = r^2/4 \eta t$ en la Ec. (6.53) donde $\eta = 6,32 \text{ k}/\mu c \phi$, se puede demostrar por diferenciación que la ecuación siguiente es una solución de la ecuación de difusividad en forma radial para un yacimiento infinito.

$$p = p_e + \frac{q \mu B_o}{14,16 \text{ kh}} Ei \left[\frac{-r^2}{4 \eta t} \right] \quad (6.54)$$

En términos rigurosos, la Ec. (6.54) se aplica sólo al flujo radial en un estrato de espesor infinito y de propiedades de roca y de fluido constantes, y asume una presión uniforme de referencia, p_e , existente antes de la producción. La ecuación puede usarse para encontrar la caída de presión ($p_e - p$) que ocurre a un radio cualquiera alrededor del pozo después de fluir a una rata q durante t días. Por ejemplo, considérese un yacimiento donde $\mu_o = 0,72$; $B_o = 1,475 \text{ bl/BF}$, $k = 100 \text{ md}$, $h = 15 \text{ p}$, $c_e = 15 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, $\phi_{hc} = 23,4 \%$, $p_e = 3000 \text{ lpc}$.

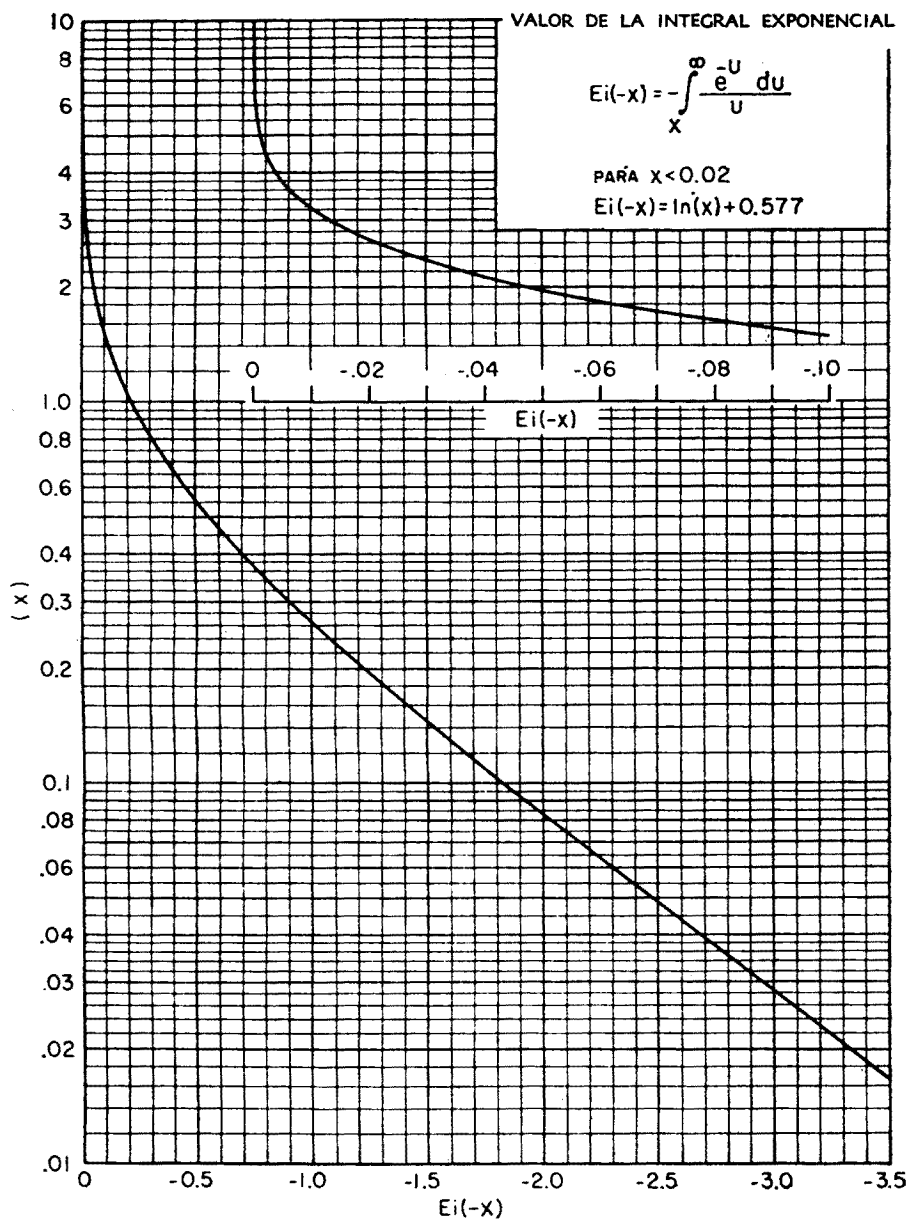


FIG. 6.38.

Después que un pozo produce a 200 BF/día durante 10 días la presión a un radio de 1000 pies será

$$p = 3000 + \frac{200 \times 0,72 \times 1,475}{14,16 \times 0,10 \times 15} Ei \left[\frac{-(1000^2)}{4 \times 25 \times 10^4 \times 10} \right]$$

donde

$$r_i = \frac{6,32 k}{\mu c \phi_{HC}} = \frac{6,32 \times 0,10}{0,72 \times 15 \times 10^{-6} \times 0,234} = 25 \times 10^4$$

Entonces

$$p = 3000 + 10,0 Ei(-0,10)$$

De la figura 6.38, $Ei(-0,10) = -1,82$. Por lo tanto,

$$p = 3000 + 10,0 \times (-1,82) = 2981,8 \text{ lpca}$$

La figura 6.39 muestra esta presión registrada en la curva de 10 días y, además, muestra otras curvas indicando las distribuciones de presión a 0,1; 1,0; 10 y 100 días para las mismas condiciones de flujo.

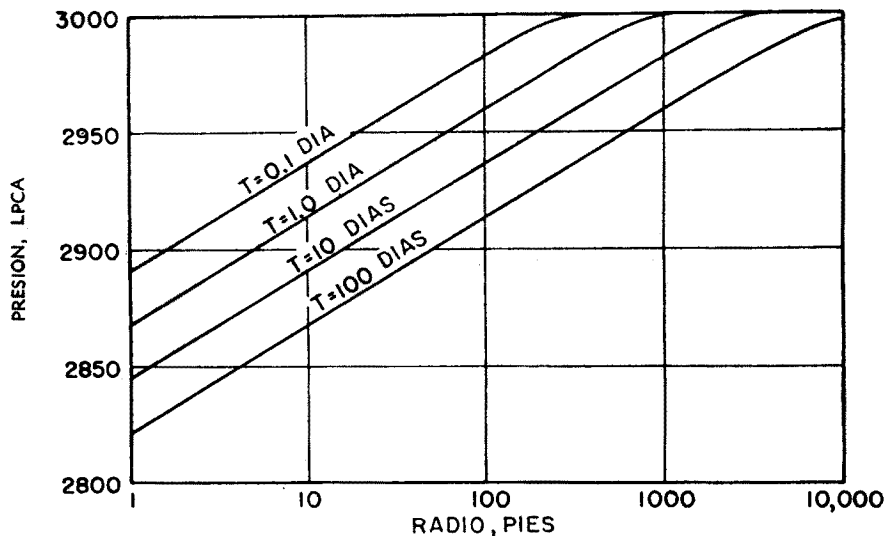


FIG. 6.39.—Distribución de la presión alrededor de un pozo para cuatro períodos de tiempo después de iniciada la producción. $q=200$ BF/día; $\mu_o=0,72$ cps; $B_o=1,475$ bl/BF; $k=100$ md; $h=15$ pies; $c_e=15 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $\phi_{HC}=23,4$ por ciento; $p_e=3000$ lpca.

Comparando las curvas de la figura 6.39 con las de la figura 6.17 se observa que las presiones transitorias pueden representarse aproximadamente por una serie de distribuciones de presión para fluido

incompresible en estado continuo, expresadas según la Ec. (6.24). en donde el radio de drenaje adquiere sucesivamente valores mayores. El valor del radio de drenaje a cualquier tiempo después de comenzar la producción puede aproximarse por la Ec. (6.29). Por ejemplo, a 10 días

$$r_e = \sqrt{\frac{kt}{0,04 \mu_o \phi_{nc}}} = \sqrt{\frac{0,10 \times 10}{0,04 \times 0,72 \times 15 \times 10^{-6} \times 0,234}} \\ = 3162 \text{ p.}$$

de donde la presión a un radio de 1000 pies, después de diez días de flujo, según la Ec. (6.24), es

$$p = p_e - \frac{q \mu_o B_o \ln(r_e/r)}{7,08 kh} \\ = 3000 - \frac{200 \times 0,72 \times 1,475 \times \ln(3162/1000)}{7,08 \times 0,10 \times 15} \\ = 3000 - 23 = 2977 \text{ lpca}$$

Este valor concuerda aproximadamente con el 2981,8 lpca obtenido previamente usando la ecuación de la integral exponencial.

Nisle¹⁷ demostró que la integral exponencial puede expresarse por la serie

$$Ei(-x) = \ln x + 0,5772 - x + \frac{x^2}{2 \times 2!} - \frac{x^3}{3 \times 3!} + \frac{x^4}{4 \times 4!} - \dots - \frac{x^n}{n \times n!}$$

El número de términos requeridos depende del valor de x y de la exactitud deseada o requerida de $Ei(-x)$. Para valores de x inferiores a 0,02 se puede representar aproximadamente el valor de $Ei(-x)$ por $(\ln x + 0,577)$. Esta aproximación es útil en el desarrollo de las ecuaciones de restauración de presión en estado no continuo discutidas en la próxima sección. Por ejemplo, si $x = 0,01$.

$$Ei(-0,01) = \ln(0,01) + 0,577 \\ = -4,605 + 0,577 = -4,028$$

Una aplicación de estas soluciones a la ecuación de difusividad está en las *pruebas de interferencia entre pozos*, donde se usan para demostrar el grado de continuidad del yacimiento o de comunicación de fluidos entre pozos. La Ec. (6.42) describe la interferencia entre pozos para el flujo de un fluido incompresible en donde

la producción de un pozo disminuye la presión alrededor del pozo vecino exigiendo una mayor presión diferencial ($p_e - p_w$) en este pozo vecino para producir a la rata fijada, en comparación con la existente si el otro pozo no estuviera produciendo. En pruebas de interferencia se acostumbra cerrar dos o más pozos por un período de tiempo suficiente para que permita el equilibrio de presiones en el área próxima a los pozos. Luego se produce de uno o más pozos, mientras se miden las presiones en uno o varios de los pozos cerrados. Si la presión disminuye en los pozos cerrados, indica comunicación del fluido entre los pozos. Estas pruebas ayudan a determinar, por ejemplo, si una falla entre dos pozos sella o no, o si dos pozos se han terminado en el mismo o en diferentes yacimientos. También se emplean para determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.

La figura 6.40 muestra la localización de cinco pozos sobre el

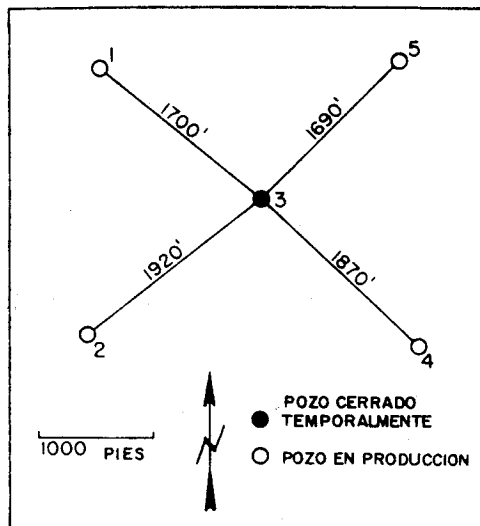


FIG. 6.40.—Localización de pozos en el arrendamiento Joe Funk. (Tomado de Craze y Glanville¹⁸, *Well Spacing*.)

arrendamiento de Joe Funk del campo H-J (Strawn) en el condado Tom Green, Texas. Los cinco pozos se cerraron por un período determinado anterior al 14 de enero para permitir que las presiones de sus inmediaciones se estabilizaran. El 14 de enero los pozos se abrieron para producir a una rata total de 1.092 barriles por día o un promedio de 273 barriles por día por pozo. El pozo central, Joe Funk No. 3 permaneció cerrado. La figura 6.41 muestra la

presión fluyente promedia en los cuatro pozos exteriores y la presión estática del Joe Funk No. 3. La variación de la presión en este último pozo debido al flujo de los pozos a su alrededor y también a la cesación de flujo el 29 de enero, indica buena comunicación de fluido entre el pozo central con los de su alrededor. Esta prueba de interferencia reportada por Craze y Glanville¹⁸ indica que puede perforarse con un mayor espaciamiento entre pozos y fue parte de la evidencia en que la Texas Railroad Commission (Cuerpo Estatal Re-

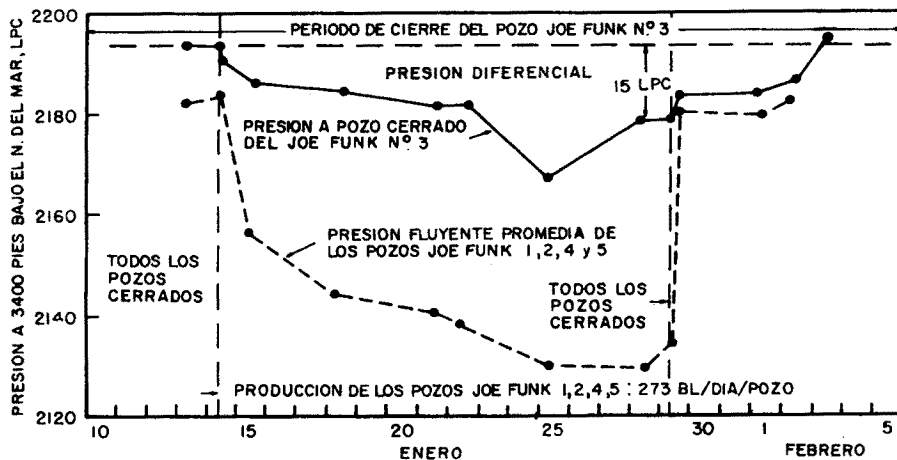


FIG. 6.41.—Pruebas de interferencia de pozos en el arrendamiento de Joe Funk. (Tomado de Craze y Glanville¹⁸, *Well Spacing*.)

gulatorio de la Producción de Gas y Petróleo en el Estado de Texas) autorizó el desarrollo del campo con un espaciamento de 80 acres en vez del usual de 40 acres.

Los resultados de las pruebas de interferencia descritos anteriormente también verifican, al menos cualitativamente, las implicaciones de las ecuaciones desarrolladas de flujo en estado no continuo. En el planeamiento de tales pruebas es necesario usar la Ec. (6.54) o ecuaciones similares, para calcular el orden de magnitud del cambio de presión esperado en pozos cerrados, para ratas razonables de flujo en los pozos enfrentados. El cambio de presión debe ser suficientemente grande para ser registrado por el medidor de presión de fondo u otro dispositivo de medición. Los siguientes datos corresponden al campo H-J (Strawn): $\mu_o=0,40$ cp; $B_o=1,50$ bl/BF (estimado); $k_o=0,047$ darcy; $\phi=11,2$ %; h (neto)=50 p; y $c_e=15 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹ (estimado). La constante de difusividad η para estos datos es $44,2 \times 10^4$, y la caída de presión en el pozo cerrado, a una

distancia promedio de 1800 pies de los cuatro pozos productores (figura 6.40), después de diez días de flujo a 1092 BF/día es, según la Ec. (6.54),

$$\Delta p = -\frac{1092 \times 1,50 \times 0,40}{14,16 \times 0,047 \times 50} Ei \left[\frac{-(1800^2)}{4 \times 44,2 \times 10^4 \times 10} \right] \\ = -19,7 \times Ei(-0,183) = -19,7 \times (-1,30) = 25,6 \text{ lpc}$$

Este valor es más o menos el orden de magnitud de los cambios de presión observados en pruebas de interferencia.

La aplicación de la Ec. (6.54) en la prueba de interferencia del arrendamiento de Joe Funk encierra el principio de superposición, es decir, la caída total de presión en el pozo cerrado temporalmente es igual a la suma de las caídas de presión causadas por el flujo en cada uno de los pozos alrededor. En otras palabras, como los cuatro pozos Funk estaban casi equidistantes del Funk No. 3 y todos comenzaron a producir con ratas similares y a un mismo tiempo, la caída de presión observada en el Funk No. 3 es aproximadamente cuatro veces lo que sería si sólo un pozo de los cuatro alrededor suyo hubiese fluido a 273 BPPD. Si las distancias entre el pozo central y los pozos productores difieren demasiado, se debe calcular los efectos de presión por separado, lo que incluye el uso de distintas ratas de producción, si son diferentes.

Aunque en términos rigurosos la Ec. (6.54) se aplica a yacimientos infinitos, se puede modificar para incluir límites de yacimientos cerrados o parcialmente cerrados. El efecto de los límites siempre es el de causar mayores caídas de presión que las calculadas en un yacimiento infinito. El método de *imágenes* es muy útil para considerar el efecto de límites. Por ejemplo, la caída de presión en el punto *P* (fig. 6.42), debido a la producción en un pozo localizado a una distancia *d* de una falla impermeable será la suma de los efectos del pozo productor, y de un pozo imagen localizado en el lugar indicado en la figura y a una distancia *d* al otro lado de la falla, o

$$p = p_e + \frac{q_{sc} \mu B_o}{14,16 kh} \left[Ei \left(\frac{-r_1^2}{4 \eta t} \right) + Ei \left(\frac{-r_2^2}{4 \eta t} \right) \right] \quad (6.55)$$

Si el pozo productor está localizado exactamente en una falla lineal, producirá efectos de presión dos veces mayores que sin la falla.

Cuando un pozo se cierra temporalmente después de fluir a una rata *q* por tiempo *t*, la caída de presión ocurrida en un lugar cualquiera, debido a la producción, no desaparece inmediatamente. La presión en este lugar después de cerrar el pozo temporalmente puede calcularse *asumiendo* que el pozo continúa produciendo a la

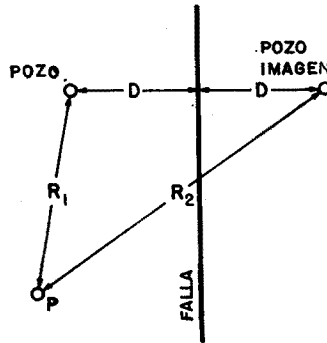


FIG. 6.42.—Método de imágenes para calcular el efecto de límites.

rata q , y superponiendo el efecto de una *inyección* q , que comienza a tiempo t , en un pozo de inyección localizado a la misma distancia del punto en consideración. Por lo tanto, a un tiempo cualquiera δ después de cerrar el pozo, es decir, después de comenzar la inyección imaginaria, la presión en el radio r al tiempo δ es

$$p_{\delta} = p_e + \frac{q_{sc} B_o \mu}{14.16 kh} \left\{ Ei \left[\frac{-r^2}{4\eta(t+\delta)} \right] - Ei \left[\frac{-r^2}{4\eta\delta} \right] \right\} \quad (6.56)$$

A medida que aumenta δ los dos valores de Ei se van neutralizando y la presión se aproxima a p_e . La figura 6.43 muestra la forma de

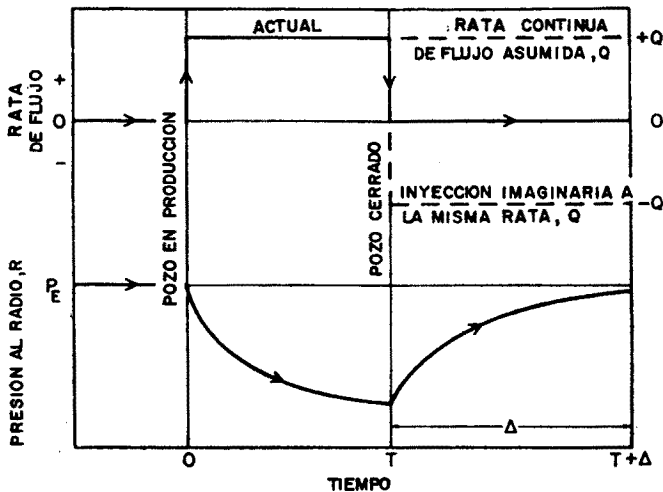


FIG. 6.43.

la variación de la presión a un radio r cuando el pozo está fluyendo y cuando está cerrado.

21. RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE FLUJO DE ESTADO NO CONTINUO

Considérese ahora la restauración de presión en pozos, donde, en contraste con el estudio de flujo de estado continuo, Ec. (6.43), se requiere un determinado tiempo para la readaptación de las presiones en el fluido a través del área que rodea al pozo, además del tiempo requerido para la entrada del fluido en el pozo.

Inicialmente, inmediatamente después de cerrar dicho pozo el aumento de presión es bastante similar al aumento en el flujo de estado continuo, pero después de un período de tiempo relativamente corto, el factor de control es el tiempo requerido para la readaptación del fluido alrededor del pozo a una presión común final. Como la readaptación está controlada principalmente por la constante de difusividad, el tiempo será determinado por los factores componentes de esta constante. La mayor parte del fluido que va a readaptarse a una presión promedia o común se halla en el área exterior del pozo y no inmediatamente contiguo a éste. Por lo tanto, la permeabilidad que entra en la constante de difusividad consta en su mayor parte de la *permeabilidad exterior*, en lugar de la *permeabilidad en las inmediaciones del pozo*, posiblemente alterada por daño zonal o estimulación del pozo. Por otra parte, la permeabilidad promedia determinada por las pruebas de productividad del pozo está bastante influenciada por la permeabilidad en la vecindad del pozo. Por estas dos razones, la prueba de productividad del pozo y la prueba de restauración de presión en estado no continuo, descrita a continuación, pueden usarse para determinar las magnitudes relativas de la permeabilidad exterior k_e y de la permeabilidad adyacente al pozo k_a , y en esta forma determinar la efectividad o la necesidad de estimulación del pozo por medio de fracturación, acidificación, etc. En otras palabras, mediante el método presentado a continuación, se puede determinar la productividad que tendría un pozo si se hubiera terminado sin daño zonal ni estimulación. Anterior a este método originado por Horner¹⁹, la razón de productividad de un pozo sólo podía compararse con la productividad teórica basada en las permeabilidades medidas en análisis de núcleos, o con la productividad de otros pozos en la misma formación. Aunque estos últimos métodos son muy útiles en muchos casos, tienen desventajas generalmente superadas por el método que se presenta.

Considérese un pozo que ha estado produciendo a una rata q_{sc} durante un tiempo t de un yacimiento cuya presión inicial era p_e . La presión fluyente del pozo según la Ec. (6.54), es decir, a $r=r_w$, al tiempo t , será

$$p_{wf} = p_e + \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 kh} Ei \left(\frac{-r_w^2}{4 \eta t} \right) \quad (6.57)$$

A medida que t aumenta ($r_w^2/4 \eta t$) decrece. Aún para valores muy pequeños de t , su valor es menor de 0,02, de manera que se puede usar la aproximación ($\ln x + 0,577$), y

$$Ei \left(\frac{-r_w^2}{4 \eta t} \right) = \ln \left(\frac{r_w^2}{4 \eta t} \right) + 0,577$$

Pero $0,577 = \ln 1,78$, luego

$$Ei \left(\frac{-r_w^2}{4 \eta t} \right) = \ln \left(\frac{r_w^2}{4 \eta t} \right) + \ln 1,78 = \ln \left(\frac{1,78 r_w^2}{4 \eta t} \right)$$

Finalmente, como $\eta = 6,328 k/(\mu c \phi)$, la presión diferencial ($p_e - p_{wf}$) en el pozo al tiempo t se puede escribir

$$p_e - p_{wf} = \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 kh} \ln \left(\frac{14,22 k_e t}{\mu c \phi r_w^2} \right) \quad (6.58)$$

La presión diferencial ($p_e - p_{wf}$) existe sólo si la permeabilidad en todo punto alrededor del pozo es k_e , es decir, la permeabilidad exterior. Pero supóngase que hay una zona de permeabilidad alterada k_a alrededor del pozo, que se extiende hasta un radio r_a . Cuando $k_a < k_e$ habrá una caída adicional de presión debido a esta superficie o zona de permeabilidad reducida. Esta caída adicional de presión se puede calcular con bastante precisión usando la ecuación de flujo de un fluido incomprensible en estado continuo, Ec. (6.24),

$$\begin{aligned} \Delta p_a &= \frac{q_{sc} B_o \mu}{7,08 k_a h} \ln (r_a/r_w) - \frac{q_{sc} B_o \mu}{7,08 k_e h} (\ln r_a/r_w) \\ &= \frac{q_{sc} B_o \mu}{7,08 k_e h} \left[\frac{(k_e - k_a)}{k_a} \ln (r_a/r_w) \right] \end{aligned}$$

Por tanto, la caída total de presión en el pozo fluyente es la suma de ($p_e - p_{wf}$) y Δp_a , o

$$\Delta p_t = (p_e - p_{wf}) + \Delta p_a = \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \left[\ln \left(\frac{14,22 k_e t}{\mu c \phi r_w^2} \right) + \frac{2(k_e - k_a)}{k_a} \ln (r_a / r_w) \right]$$

Van Everdingen²⁰ introdujo el concepto de *efecto superficial*, símbolo S , y definido por

$$S = \frac{(k_e - k_a)}{k_a} \ln (r_a / r_w) \quad (6.59)$$

La caída adicional de presión causada por la zona de permeabilidad alterada puede entonces expresarse por

$$\Delta p_a = \frac{q_{sc} B_o \mu S}{7,08 k_e h} \quad (6.60)$$

La ecuación final para la caída de presión dentro del pozo, después de fluir por tiempo t , será entonces

$$\Delta p_t = \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \left[\ln \left(\frac{14,22 k_e t}{\mu c \phi r_w^2} \right) + 2 S \right] \quad (6.61)$$

Si ahora se cierra el pozo en la superficie al tiempo t , la entrada de fluido al pozo proveniente de la formación no cesará en seguida, sino que va disminuyendo poco a poco, aumentando la presión en el pozo. La *producción persistente* o *flujo después del cierre* (*postflujo*) usualmente continúa por un período de tiempo relativamente corto, después del cual el aumento de presión hasta llegar al final es mucho más lento y controlado por la rata de readaptación del fluido en el área total de drenaje. Ya que la rata de readaptación es principalmente la del fluido distante a las inmediaciones del pozo, la permeabilidad que controla la rata de aumento es la permeabilidad exterior k_e y sólo es ligeramente afectada por la de la zona alterada y adyacente al pozo k_a . Después de cerrar el pozo temporalmente por tiempo δ , despreciando el efecto de la producción persistente, la caída de presión en el pozo a un tiempo $(t + \delta)$, según las Ecs. (6.56) y (6.61), es

$$p_e - p_s = \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \left\{ \ln \left[\frac{14,22 k_e (t + \delta)}{\mu c \phi r_w^2} \right] + 2 S \right\} - \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \left\{ \ln \left[\frac{14,22 k_e \delta}{\mu c \phi r_w^2} \right] + 2 S \right\}$$

$$= \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \ln \left(\frac{t + \delta}{\delta} \right) \quad (6.62)$$

p_o es la presión en el fondo del pozo después de que ha sido cerrado por un tiempo δ . La Ec. (6.62) se cumple cuando δ es suficientemente grande para que se cumpla la aproximación logarítmica de la función Ei y cuando haya pasado el período de producción persistente. Cuando δ es pequeño comparado con t , como ocurre frecuentemente, se puede escribir t/δ por $(t + \delta)/\delta$, y si al mismo tiempo se cambia a logaritmo en base decimal, se obtiene

$$p_e - p_o = \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 k_e h} \log t - \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 k_e h} \log \delta$$

Si ahora se escribe

$$m = \frac{k_{sc} B_o \mu}{6,15 k_e h}$$

Capacidad de flujo:

$$2 \text{ km}^2 \text{ h}^2 = 162.5 \frac{\text{m}^2}{\text{m}}$$

$$b = p_e - \frac{q_{sc} B_o \mu \log t}{6,15 k_e h}$$

Luego,

$$p_o = m \log \delta + b \quad (6.63)$$

La Ec. (6.63) indica que el gráfico de restauración de presión entre p_o y tiempo de cierre, δ , en papel semilogarítmico es una línea recta con pendiente m y cuyo intercepto en la ordenada es igual a b . La pendiente m se expresa en lpc por ciclo, y a partir de este valor de m obtenido gráficamente, se puede calcular la permeabilidad exterior, k_e , por medio de la siguiente ecuación:

$$k_e = \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 m h} \quad (6.64)$$

La pendiente se debe obtener de la parte de la curva de restauración de presión que prevalece después del período de postflujo y antes de que se aprecien los efectos de límite o de migración de fluidos en gran escala en el yacimiento. Las curvas superiores de la figura 6.44 muestran la parte lineal referida, en este caso comprendida entre seis y veinte horas después de cerrar el pozo.

La permeabilidad promedia alrededor de un pozo fluyente incluye las zonas afectadas y las no afectadas y se puede expresar por la Ec. (6.24) en la siguiente forma:

$$k_{avg} = \frac{q_{sc} B_o \mu \ln (r_e/r_w)}{7,08 h(p_e - p_{wf})} \quad (6.65)$$

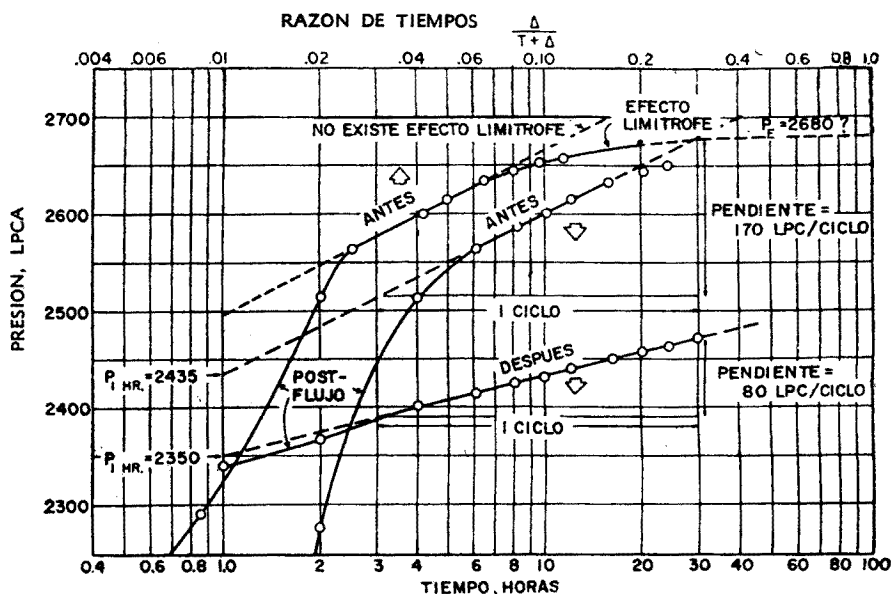


FIG. 6.44.—Prueba de restauración de la presión en flujo continuo.

donde p_{wf} es la presión fluyente estabilizada en el pozo correspondiente a q_{sc} . La razón de productividades del pozo se obtiene relacionando las Ecs. (6.65) y (6.64), o

$$RP = \frac{k_{avg}}{k_e} = \frac{0,868 m \ln(r_e/r_w)}{p_e - p_{wf}} = \frac{2 m \log(r_e/r_w)}{p_e - p_{wf}} \quad (6.66)$$

Si se desea expresar el daño zonal o estimulación del pozo en función del factor superficial, S , se puede escribir de las ecuaciones anteriores

$$p_g - p_{wf} = (p_e - p_{wf}) - (p_e - p_g) \\ = \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 k_e h} \left[\log \left(\frac{14,22 k_e t}{\mu c \phi r_w^2} \right) + \frac{2 S}{2,303} \right] - \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 k_e h} [\log t - \log \delta]$$

Reduciendo y escribiendo $m = q_{sc} B_o \mu / 6,15 k_e h$ de la Ec. (6.64),

$$p_g - p_{wf} = m \left[\log \left(\frac{14,22 k_e}{\mu c \phi r_w^2} \right) + 0,868 S \right]$$

$$S = \frac{1,151 (p_{\delta} - p_{wf})}{m} - 1,151 \log \left(\frac{14,22 k_e \delta}{\mu \phi c r_w^2} \right)$$

Sustituyendo $k_e = (q_{sc} B_o \mu) / (6,15 mh)$ en el término logarítmico,

$$S = \frac{1,151 (p_{\delta} - p_{wf})}{m} - 1,151 \log \left(\frac{2,312 q_{sc} B_o \delta}{m c \phi h r_w^2} \right) \quad (6.67)$$

Si se toma p_{δ} al cabo de una hora, es decir, $\delta = \frac{1}{24}$ día, la ecuación queda en la forma presentada en el boletín D-6 del API²¹.

$$S = \frac{1,151 (p_{1hr} - p_{wf})}{m} - 1,151 \log \left(\frac{q_{sc} B_o}{10,4 m c \phi h r_w^2} \right) \quad (6.68)$$

La restauración de presión en una hora es la presión *extrapolada* a una hora a partir de la parte recta de la curva de restauración de presión como lo indica la figura 6.44, y *no* la presión al cabo de una hora, que es completamente diferente debido al postflujo.

Además de usar la *razón de productividades*, Ec. (6.66), y el *efecto superficial*, Ecs. (6.67) y (6.68), Thomas²² introdujo el concepto del factor de daño, definido por la unidad menos la razón de productividades, o

$$\text{Factor de daño (FD)} = 1 - RP \quad (6.69)$$

Por tanto, una razón de productividades menor que la unidad, un efecto superficial positivo y un factor de daño positivo indican daño zonal. Una razón de productividades mayor que la unidad, un efecto superficial negativo y un factor de daño negativo indican estimulación del pozo. Aunque no existe conexión exacta entre la razón de productividades y el efecto superficial S, Hawkins²³ demostró que podrían relacionarse por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{\ln (r_e / r_w)}{\ln (r_e / r_w) + S} \quad (6.70)$$

Gatlin²⁴ presentó un estudio sobre la causa, prevención, evaluación y reparación del daño de formación (daño zonal). Perrine²⁵ hizo un amplio estudio del análisis de las curvas de restauración de presión que incluye el método anteriormente presentado al igual que otros. Su estudio también incluye el uso de las curvas de restauración de presión para encontrar la presión estática del yacimiento. De la Ec. (6.62) puede verse que cuando $\left(\frac{t + \delta}{\delta} \right) = 1$, es decir, después

de un tiempo infinito, $p_{\delta} = p_e$. Luego, si se extrapola el gráfico de p_{δ} y $\left(\frac{t+\delta}{\delta}\right)$ en papel semilogarítmico a $\left(\frac{t+\delta}{\delta}\right) = 1$, se obtiene la presión estática del yacimiento. La Ec. (6.62) puede expresarse como

$$p_{\delta} - p_e = \frac{q_{sc} B_o \mu}{14,16 k_e h} \ln \left(\frac{\delta}{t+\delta} \right)$$

Cuando se dibuja p_{δ} como función de $\left(\frac{\delta}{t+\delta}\right)$ en papel semilogarítmico, la presión aumenta de izquierda a derecha, como en las curvas lineales de presión-tiempo, en vez de lo contrario. Para determinar el tiempo total de producción t antes de cerrar el pozo, la siguiente ecuación es bastante precisa,

$$t = \frac{N_p}{q_{sc}} = \frac{\text{Producción acumulativa del pozo, BF}}{\text{Rata de producción antes del cierre, BF/día}}$$

La figura 6.44 muestra el efecto de los límites sobre la restauración de presión y la inexactitud resultante al extrapolar la curva superior a $\left(\frac{\delta}{t+\delta}\right)$ igual a la unidad, para encontrar la presión estática. Este método, sin embargo, es útil en algunos casos, por ejemplo, para obtener la presión estática del primer pozo en un campo nuevo que ha estado produciendo sólo por un período corto de tiempo. El ejemplo 6.7 muestra los cálculos con las pruebas de restauración de presión registradas en la figura 6.44, para un pozo, antes y después de un tratamiento de acidificación. Debe observarse que la mejora en la productividad del pozo debido a la acidificación se atribuyó al cambio en la permeabilidad promedia del pozo fluyente, como consecuencia del aumento en la permeabilidad en la formación inmediata al pozo. Aunque generalmente este es el caso, algunas veces parte de la mejora proviene, por ejemplo, de la limpieza de perforaciones obstruidas. Aunque el factor del efecto superficial S puede interpretarse en función de los cambios de permeabilidad según la Ec. (6.59), también incluirá cambios en la geometría del flujo.

Ejemplo 6.7. Cálculos de pruebas de restauración de presión antes y después de la acidificación de un pozo.

Datos:

Antes de la acidificación:

$$q_{sc} = 280 \text{ BF/día}$$

$$p_{wf}=1123 \text{ lpca}$$

$$N_p=2682 \text{ BF.}$$

Después de la acidificación:

$$q_{ac}=149 \text{ BF/día}$$

$$p_{wf}=2300 \text{ lpca}$$

Datos del yacimiento:

$$B_o=1,31 \text{ bl/BF}$$

$$h=40 \text{ pies (netos)}$$

$$\mu=2,0 \text{ cp}$$

$$c_o=15 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} \text{ (efectiva)}$$

ϕ =porosidad disponible a hidrocarburos (petróleo)

$$r_w=0,333 \text{ pies}$$

$$r_e=660 \text{ pies}$$

Datos de la prueba de restauración de presión

Tiempo después de cerrado el pozo, δ , horas	$t+\delta=$ 230+ δ (antes)	$\frac{\delta}{t+\delta}$ (antes)	Presión (antes) lpca	Presión (después) lpca
2	232	0,0086	2290	2364
4	234	0,017	2514	2400
8	238	0,034	2584	2423
12	242	0,050	2612	2439
16	246	0,065	2632	2448
20	250	0,080	2643	2457
24	254	0,095	2650	2464
30	260	0,115	2658	2471

SOLUCIÓN: El tiempo calculado de producción para la prueba antes de la acidificación es

$$t = \frac{2682 \times 24}{280} = 230 \text{ hrs}$$

Los valores para $\delta/(t+\delta)$ han sido calculados e incluidos en la tabla anterior. Para este pozo no se disponían de datos de producción acumulativa después de la acidificación; de manera que sólo es posible presentar el gráfico de $\delta/(t+\delta)$ para la prueba antes de la acidificación.

Antes de acidificar:

$m=170 \text{ lpc/ciclo}$, obtenido gráficamente como lo muestra la figura 6.44. Este valor es prácticamente el mismo tanto para el gráfico de $\delta/(t+\delta)$ como para el de δ .

Valor estimado para $p_e=2680$ lpca (ver gráfico).

$$RP = \frac{2 m \log(r_e/r_w)}{p_e - p_{wf}} = \frac{2 \times 170 \times \log(660/0,333)}{2680 - 1123} = 0,72$$

$$k_e = \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 m h} = \frac{280 \times 1,31 \times 2,0}{6,15 \times 170 \times 40} = 0,0176 \text{ darcy}$$

$p_{ihr} = 2435$ lpca (ver extrapolación, fig. 6.44).

Sustituyendo este valor en la Ec. (6.68)

$$S = \frac{1,151(2435 - 1123)}{170} - 1,151 \log \left[\frac{280 \times 1,31}{10,4 \times 170 \times 15 \times 10^{-6} \times 0,10 \times 40 \times 0,111} \right] \\ = +3,71$$

Factor de daño $= (1 - RP) = 1 - 0,72 = +0,28$.

La razón de productividades, el efecto superficial y el factor de daño indican un daño zonal parcial alrededor del pozo. Para contrarrestar este daño y aumentar la razón de productividades se recurrió a un tratamiento de acidificación.

Después de acidificar:

$m = 80$ lpc/ciclo (fig. 6.44 curva inferior)

$$RP = \frac{2 m \log(r_e/r_w)}{p_e - p_{wf}} = \frac{2 \times 80 \times 3,3}{2680 - 2300} = 1,39$$

$$k_e = \frac{q_{sc} B_o \mu}{6,15 m h} = \frac{149 \times 1,31 \times 2,0}{6,15 \times 80 \times 40} = 0,0198 \text{ darcy}$$

Este pequeño aumento en la permeabilidad externa se debe probablemente a un error en alguno de los datos que entran en el cálculo; por otra parte, se puede interpretar como una penetración profunda del ácido, que afecta tanto la permeabilidad externa como la permeabilidad alrededor del hoyo.

$$S = \frac{1,151(2350 - 2300)}{80} - 1,151 \log \left[\frac{149 \times 1,31}{10,4 \times 80 \times 15 \times 10^{-6} \times 0,10 \times 40 \times 0,111} \right] \\ = -4,53.$$

Factor de daño $= 1 - 1,39 = -0,39$.

Los resultados indican un tratamiento exitoso de acidificación y un aumento alrededor del 10 por ciento en la productividad del pozo. En realidad, las pruebas antes de la acidificación no indicaban daño zonal grave; por consiguiente, como se explicó en la sección 18, no era de esperarse resultados sobresalientes. A veces interesa calcular la caída adicional de presión Δp_a requerida para contrarrestar la reducción en permeabilidad por el daño zonal. Con tal fin, antes de la acidificación, usando la Ec. (6.60),

$$\Delta p_a = \frac{q_{sc} B_o \mu S}{7,08 k_e h} = \frac{280 \times 1,31 \times 2,0 \times 3,71}{7,08 \times 0,0176 \times 40} = 546 \text{ lpc.}$$

Un valor negativo de Δp_a calculado después de la acidificación indica que se requiere una caída de presión mayor comparada con la existente si la permeabilidad adyacente al pozo fuese k_a , o sea, $k_a > k_e$.

22. FLUJO RADIAL DE GASES, ESTADOS CONTINUO Y NO CONTINUO

Sea un pozo que produce q_{sc} PCS/día de gas en flujo radial de estado continuo. La rata volumétrica de flujo, q , a un radio cualquiera, r , donde existe una presión, p , es

$$q = \frac{p_{sc} q_{sc} T z}{5,615 T_{sc} p} \text{ bl/día}$$

Ya que $q/A = -1,127 (k/\mu) dp/dr$ y $A = 2 \pi r h$ a un radio r ,

$$\frac{p_{sc} q_{sc} T z}{5,615 T_{sc} p (2 \pi r h)} = -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

Integrando entre p_w y p_e , y entre r_w y r_e ,

$$q_{sc} = \frac{19,88 T_{sc} h k (p_e^2 - p_w^2)}{p_{sc} T z \mu \ln (r_e/r_w)} \quad (6.71)$$

Si $T_{sc} = 520^\circ R$ y $p_{sc} = 14,7$ lpca,

$$q_{sc} = \frac{703 k h (p_e^2 - p_w^2)}{\mu T z \ln (r_e/r_w)} \quad (6.72)$$

Las Ecs. (6.71) y (6.72) son similares a la Ec. (6.24) y presuponen un flujo a través del límite exterior igual al producido en el pozo. Estas ecuaciones pueden usarse similarmente a las ecuaciones de flujo radial para flujo de líquidos, por ejemplo, para encontrar la permeabilidad promedia de la formación al flujo de gas. También constituyen

la base para probar pozos de gas; sin embargo, la turbulencia cerca del pozo y los factores en estado no continuo frecuentemente causan un comportamiento que difiere considerablemente de las ecuaciones (6.71) y (6.72).

Anteriormente se acostumbraba medir el potencial de los pozos de gas en función de su *capacidad a flujo abierto*, donde realmente el pozo se ponía en producción, con presión en la cabeza igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicio y daño en la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando las pruebas hechas a diferentes tasas moderadas de producción, en vez de abrir los pozos a flujo total. Debido a que una presión reguladora o *contrapresión* se mantiene en la superficie durante estas pruebas, generalmente se denominan *pruebas de contrapresión*. Con el fin de eliminar las diferencias en las tasas de flujo debido a la longitud y tamaño de la tubería de producción del gas, se usan presiones de fondo. La *capacidad o potencial a flujo abierto* de un pozo de gas se define como la tasa de producción en pies cúbicos normales por día correspondiente a una presión de fondo fluyente igual a la atmosférica. Este es un valor más bien teórico, ya que se obtiene extrapolando la curva de $(p_e^2 - p_w^2)$ como función de q_{sc} en papel doble logarítmico a $p_w = p_{atm}$, asumiendo que μ , T y z permanecen constantemente a altas presiones diferenciales $(p_e - p_w)$ y asumiendo que el flujo es laminar. Obteniendo el logaritmo de ambos lados de la Ec. (6.72),

$$\log q_{sc} = \log \left[\frac{703 kh}{\mu T z \ln(r_e/r_w)} \right] + \log(p_e^2 - p_w^2) \quad (6.73)$$

Esta ecuación indica que para flujo ideal, el gráfico de q_{sc} contra $(p_e^2 - p_w^2)$ en papel doble logarítmico es una línea recta con pendiente de 45°. Muchos pozos de gas realmente poseen este comportamiento del gráfico en papel doble logarítmico con pendientes alrededor de 1,00. En otros, debido a la turbulencia y otros factores, los gráficos pueden ser no lineales con pendientes menores de 1,00. En estos pozos se puede modificar la Ec. (6.72) para obtener mejores resultados en la siguiente forma:

$$q_{sc} = \frac{703 kh(p_e^2 - p_w^2)^n}{\mu T z \ln(r_e/r_w)} \quad (6.74)$$

Escribiendo $C = 703 kh / [\mu T z \ln(r_e/r_w)]$ y tomando los logaritmos de ambos lados, la Ec. (6.74) se convierte en

$$\begin{aligned} q_{sc} &= C(p_e^2 - p_w^2)^n \\ \log q_{sc} &= \log C + n \log(p_e^2 - p_w^2) \end{aligned} \quad (6.75)$$

La pendiente $n = \tan \theta$ se mide en la forma indicada en la figura 6.45. Según la Ec. (6.72), para ratas bajas de flujo la pendiente es 1,00, pero a mayores ratas de flujo la pendiente es tan 34° , ó 0,675. Elenbaas y Katz²⁰ desarrollaron una ecuación para flujo radial turbulento y obtuvieron 0,500 como la pendiente aproximada para turbulencia completa.

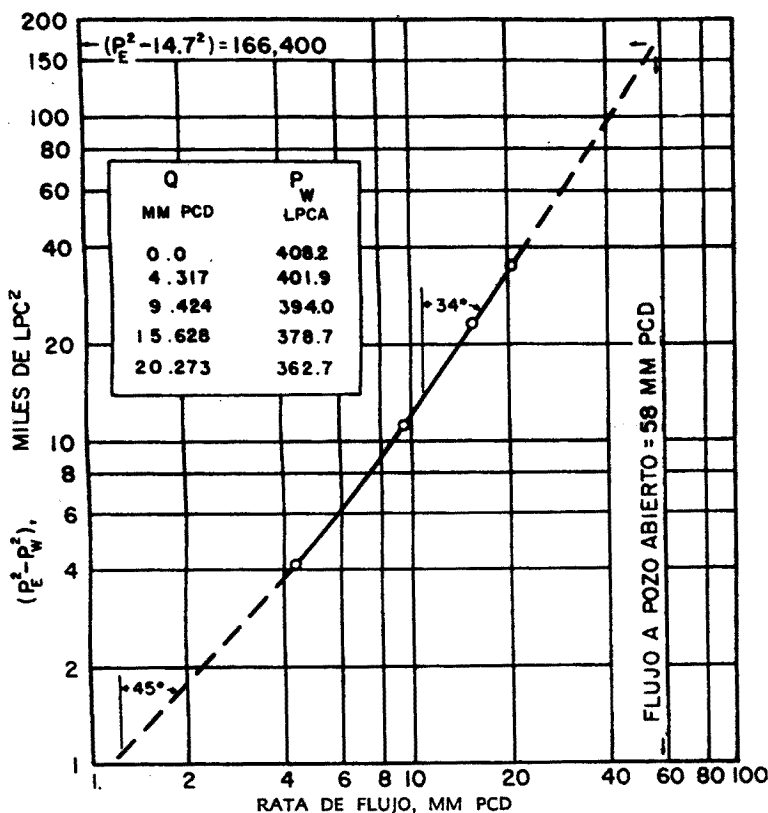


FIG. 6.45.—Gráfico de la tasa del flujo contra $(p_e^2 - p_w^2)$ en papel logarítmico doble para un pozo de gas a cinco ratas de flujo. $p_e = 388$ lpca. (Tomado de la Texas R. R. Commission, "Back pressure Test for Natural Gas Wells".)

El potencial a flujo abierto del pozo de gas de la figura 6.45 puede encontrarse extrapolando los puntos medidos a $p_w = 14,7$ lpc y obtener un valor de 58MM PCD. También se puede calcular los valores de C y n por medio de ecuaciones simultáneas, Ec. (6.75), usando los datos de la figura 6.45, o

$$9.424 = C(408,2^2 - 394,0^2)^n$$

$$20.273 = C(408,2^2 - 362,7^2)^n$$

En este caso, $C=16,28$ por $(\text{lpc})^2$ y $n=0,681$, y la capacidad a flujo abierto o rata máxima de producción $q_{\max}$ es

$$q_{\max} = 16,28(408,2^2 - 14,7^2)^{0,681} = 58.500 \text{ M PCD}$$

Al hacer pruebas de contrapresión, el flujo a una rata seleccionada (tamaño del estrangulador) se debe continuar hasta que el yacimiento alcance condiciones de estado continuo. El tiempo para alcanzar estas condiciones puede calcularse a partir del tiempo de readaptación, Ecs. (6.13) y (6.29). Por ejemplo, un gas a 1000 lpca tiene una compresibilidad alrededor de $1000 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ [ver Ec. (6.9)] y una viscosidad alrededor de 0,015 cp (ver figs. 6.3 y 6.4). Asumiendo un radio de drenaje de 1320 pies (espaciamiento de 160 acres), porosidad de 20 por ciento y permeabilidad de 100 md,

$$t_R = \frac{0,04 \times 0,015 \times 1000 \times 10^{-6} \times 0,20 \times 1320^2}{0,100} \\ = 2,09 \text{ días}$$

El método usual de efectuar la prueba de contrapresión de un pozo consiste en cerrar el pozo temporal, pero suficientemente, hasta obtener la presión a pozo cerrado o presión estática de fondo. Esta presión puede medirse con un medidor de presión de fondo o estimarse a partir de la presión estática de la cabeza del pozo (ver capítulo 1, sección 9). El período del cierre temporal debe ser suficiente para que la presión en el fondo del pozo se aproxime a la presión exterior p_e , lo que también indica una distribución uniforme inicial de presión alrededor del pozo. La teoría de restauración de presión en estado no continuo presentada en la sección 23 puede usarse también para estimar la presión p_e . Después del período de cierre temporal, el pozo se deja fluir a determinada rata seleccionada aproximadamente por el tamaño del estrangulador. Después de un período de prueba seleccionado, o cuando la presión fluyente del pozo permanece relativamente constante, se mide la presión fluyente de fondo (o se estima de la presión fluyente en la cabeza del pozo) y se registra la rata del flujo. El pozo se hace fluir luego a una rata mayor; midiendo de nuevo la rata y presión. Cuando el intervalo de prueba es insuficiente para aproximarse a condiciones de estado continuo, los resultados dependen de si las pruebas se hacen a ratas decrecientes o crecientes (curvas *a* y *B*, fig. 6.46) y sobre el valor de la primera rata de flujo (curvas *B* y *C*).

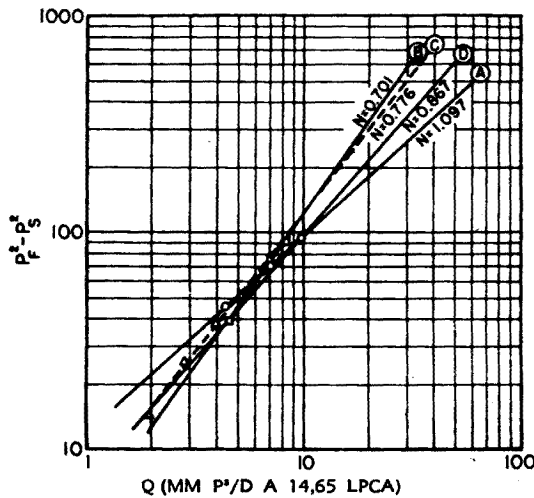


FIG. 6.46.—Datos de pruebas de contrapresión para el pozo de gas número 1. (A) Prueba de secuencia invertida a intervalos de veinticuatro horas, (B y C) Prueba de secuencia normal a intervalos de veinticuatro horas, (D) Comportamiento isócrono de veinticuatro horas. (Tomado de Cullender²⁸, Actas del AIME.)

Para flujo en pozos de gas, MacRoberts²⁷, asumiendo una distribución logarítmica de presión entre el pozo y el radio de drenaje a cualquier tiempo, dedujo una ecuación que relaciona la variación del radio de drenaje con el tiempo,

$$t = \frac{0,08 \mu \phi r_e^2}{k(p_e + p_w)} \left[1 - \frac{1}{2 \ln(r_e/r_w)} \right] \quad (6.76)$$

Por ejemplo, sea un pozo de gas con un radio $r_w = 0,333$ pies que se cierra temporal, pero suficientemente, para que la presión alrededor del pozo sea $p_e = 1000$ lpca. Si la viscosidad del gas es 0,015 cp, la porosidad 20 por 100, la permeabilidad 100 md y la presión fluyente de fondo 800 lpca, el tiempo en que el radio de drenaje alcanzará 1320 pies es

$$t = \frac{0,08 \times 0,015 \times 0,20 \times 1320^2}{0,100(1000 + 800)} \left[1 - \frac{1}{2 \ln(1320/0,333)} \right] \\ = 2,18 \text{ días}$$

Ya que los datos usados en calcular el tiempo necesario para el radio de drenaje alcanzar 1320 pies, son los mismos que los em-

pleados en calcular el tiempo de readaptación en el ejemplo anterior, es natural que los dos resultados concuerden. La figura 6.47 muestra varias distribuciones típicas de presión que pueden ser creadas en el yacimiento alrededor de un pozo de gas fluyendo, con una rata constante (curva 2) y después de dos aumentos sucesivos en la rata de flujo (curvas 3 y 4). La naturaleza compleja de estas distribuciones de presión afecta las pruebas de contrapresión en pozos con altos tiempos de readaptación. De acuerdo con la Ec. (6.13), debido a que la viscosidad del gas y la porosidad de la roca son prácticamente constantes, se esperan altos tiempos de readaptación en espaciamientos largos (valores altos de r_e), bajas permeabilidades y altas compresibilidades del gas (presiones del yacimiento bajas).

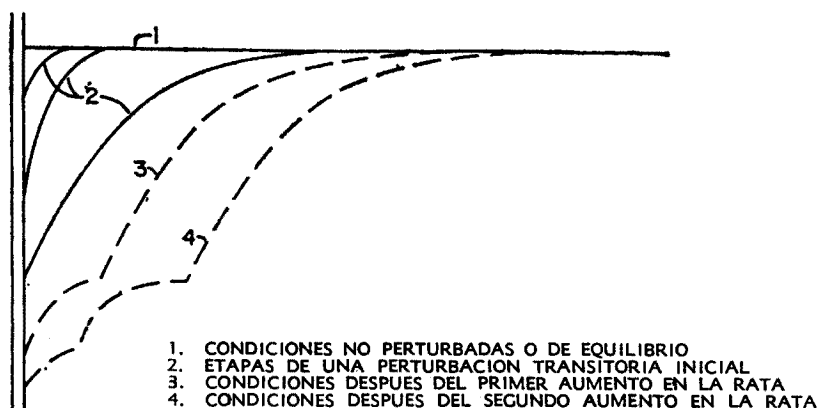


FIG. 6.47.—Perturbaciones complejas de presión formadas alrededor de un pozo de gas por cambios efectuados en las ratas del flujo. (Tomado de Mac-Roberts²⁷, Actas del AIME.)

Cullender²⁸ observó que la diferencia en los resultados de muchas pruebas de pozos de gas se debían a las perturbaciones complejas de presión creadas alrededor del pozo en el tipo convencional de prueba. Como consecuencia, propuso que el pozo se cerrara por suficiente tiempo antes de cada período de prueba de flujo para que cada flujo comenzara con la misma distribución de presión en el yacimiento. También observó que como en la Ec. (6.76) el radio exterior aumenta con tiempo, el efecto sobre Ec. (6.75) es el de reducir el valor de C con tiempo. A un mismo tiempo después de iniciado el flujo a una rata cualquiera seleccionada, a partir de las mismas condiciones iniciales, el radio exterior o de drenaje debe ser el mismo, y, por lo tanto, el valor de C debe también ser el

mismo. Como el exponente n no está relacionado con este creciente radio de drenaje, las curvas trazadas en papel doble logarítmico a diferentes tiempos deben tener una misma pendiente. Este es el método denominado de *comportamiento isócrono* para probar pozos de gas.

La figura 6.48 muestra las líneas de comportamiento isócrono de un pozo de gas estudiado por Cullender. Se obtuvo una pendiente constante de 0,948, tanto si el flujo dura media hora como nueve días. El desplazamiento de las curvas hacia la izquierda indica

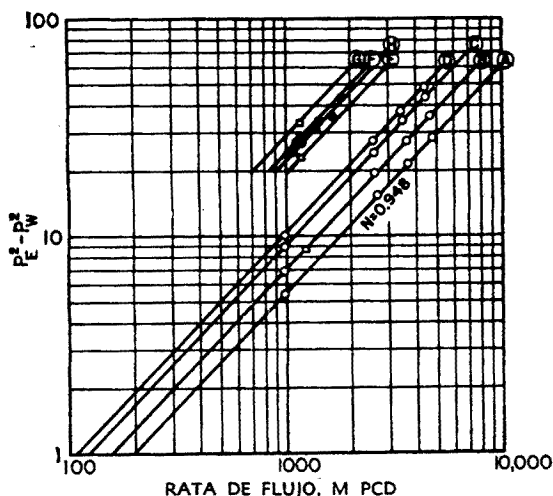


FIG. 6.48.—Curvas del comportamiento isócrono del pozo de gas número 3. Intervalos de duración del flujo de (A) 0,5 hr., (B) 1,0 hr., (C) 2 hr., (D) 3hr., (E) 23,5 hr., (F) 70,5 hr., (G) 9 días (H) Comportamiento promedio de tres días por año durante ocho años. (Tomado de Cullender²², Actas del AIME.)

una disminución en la constante C , debido al aumento en el radio de drenaje con tiempo. La figura 6.49 muestra el valor de C para el mismo pozo, registrado como función de tiempo en papel semilogarítmico. A medida que el tiempo aumenta, C se aproxima a un valor constante de 40.

23. RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS

Aunque las fórmulas de la sec. 21 se aplican estrictamente sólo al flujo de un líquido compresible, se pueden también aplicar a estudios de pozos de gas, con alguna reducción en la precisión. Las ecuaciones para el flujo de gas pueden deducirse de las ecua-

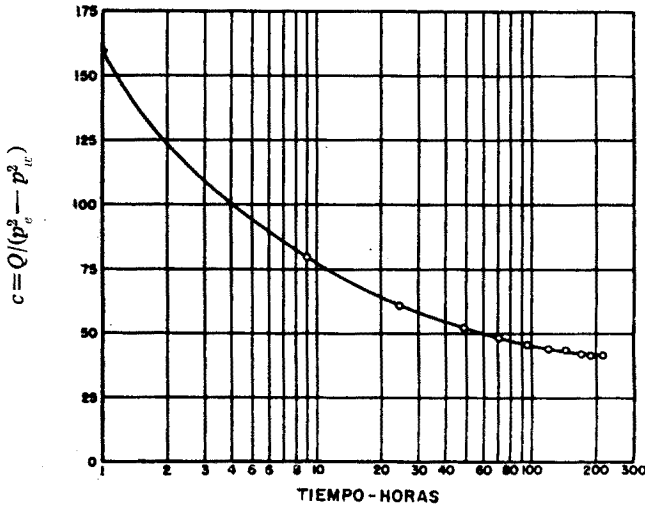


FIG. 6.49.—Declinación en el valor de C para el pozo de gas número 3 (ver también fig. 6.48). (Tomado de Cullender²⁸, Actas del AIME.)

ciones correspondientes del flujo de un líquido compresible igualando la rata de vaciamiento del petróleo a la de vaciamiento de gas, o

$$q_{sc} B_o = \frac{p_{sc} q_{sc} z T_r}{5,615 T_{sc} p_{avg}} = \frac{5,04 Q_{sc} T z}{p_{avg}} \quad (6.77)$$

donde $T_{sc} = 60^\circ\text{F}$, $p_{sc} = 14,7$ lpca y Q_{sc} está dado en M PCS/día. p_{avg} es la presión promedio fluyente alrededor del pozo, aproximadamente $(p_i + p_e)/2$. Luego, la Ec. (6.64) se transforma en

$$\begin{aligned} k_e &= \frac{q_{sc} B_o \mu_o}{6,15 mh} = \frac{5,04 Q_{sc} T z}{p_{avg}} \times \frac{\mu_g}{6,15 mh} \\ &= \frac{0,819 Q_{sc} T z \mu_g}{mh p_{avg}} \end{aligned} \quad (6.78)$$

La razón de productividades es, por lo tanto, la razón de la k_{avg} de la Ec. (6.72) a la k_e de la Ec. (6.78). Si $q_{sc} = 1000 Q_{sc}$, donde Q_{sc} está dado en M PCPD (miles de pies cúbicos por día),

$$RP = \frac{k_{avg}}{k_e} = \frac{1000 Q_{sc} \mu_g T z \ln(r_e/r_w)}{703 h(p_e^2 - p_w^2)} \times \frac{mh p_{avg}}{0,819 Q_{sc} T z \mu_g}$$

$$= \frac{4 m p_{avg} \log (r_e/r_w)}{(p_e^2 - p_w^2)} \quad (6.79)$$

La ecuación del efecto superficial para el flujo de gas puede deducirse de la Ec. (6.68),

$$S = \frac{1,151(p_{1hr} - p_w)}{m} - 1,151 \log \left[\frac{5,04 Q_{sc} T z}{10,4 m c_g \phi h r_w^2 p_{avg}} \right]$$

A veces la compresibilidad del gas, c_g , se toma como el recíproco de la presión, $1/p_{avg}$, de manera que

$$S = \frac{1,151(p_{1hr} - p_i)}{m} - 1,151 \log \left[\frac{Q_{sc} T z}{2,07 m h \phi r_w^2} \right] \quad (6.80)$$

Los daños zonales en pozos de gas pueden resultar en la mayoría de las veces por las mismas causas que lo originan en los pozos de petróleo. Además, el efecto de concentración de líquido de condensación retrógrada en la vecindad del pozo puede ocasionar una reducción significativa en la rata del flujo del gas, como se explicó en el capítulo 2. Ocurre algo similar a la reducción en permeabilidad del petróleo alrededor del pozo, debido a la presencia de gas libre. Aunque no es daño zonal exactamente, produce el mismo efecto y puede interpretarse como tal en pruebas de flujo y de restauración de presión.

24. ESPACIAMIENTO, RECUPERACIÓN Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS

La Ec. (6.72) se aplica al flujo de gas en estado continuo donde el flujo, en pies cúbicos normales por día, a través de la circunferencia o límite exterior de radio, r_e , es igual a la rata de producción del pozo, también en pies cúbicos normales por día, a través de la circunferencia o límite interior de radio, r_w . Esta condición se aproxima bastante a la realidad en los yacimientos permeables con empuje hidrostático activo. En los yacimientos volumétricos, por otra parte, no existe flujo a través del límite exterior impermeable y la producción proviene de la dilatación y disminución de la presión del gas en el yacimiento. También se encuentra el caso de la no existencia de flujo a través del límite exterior en yacimientos volumétricos donde el radio de drenaje de cada pozo interfiere por cuatro lados con radios de drenaje de pozos enfrentados.

Cuando los pozos enfrentados están a una misma distancia y produciendo a una misma rata que el pozo central, se establece un límite sin flujo, aproximadamente a la mitad, entre el pozo central y los pozos enfrentados.

Después de un período de flujo de gas en estado no continuo, se alcanza una condición donde la presión en todo lugar alrededor del pozo decrece a una rata prácticamente constante. Despreciando pequeñas diferencias en el factor de desviación del gas, y como no ocurre flujo de gas a través del radio exterior, r_e , el flujo de gas, en pies cúbicos normales por día, que atraviesa cualquier radio r debe ser proporcional al volumen poroso disponible para gas a partir de dicho radio r hasta r_e , o

$$\frac{q_r}{q_w} = \frac{\pi r_e^2 h \phi - \pi r^2 h \phi}{\pi r_e^2 h \phi}$$

$$q_r = q_w \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right)$$

Si se coloca este valor en la ecuación de la que se deriva la Ec. (6.71) en vez de un valor constante de q para todos los radios, se obtiene la siguiente ecuación,

$$\frac{p_{sc} T z q_w (1 - r^2/r_e^2)}{5,615 T_{sc} p \times 2 \pi r h} = -1,127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

$$\int_{r_w}^{r_e} \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right) \frac{dr}{r} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} - \int_{r_w}^{r_e} \frac{r dr}{r_e^2} = \frac{-1,127 \times 5,615 T_{sc} 2 \pi k h}{q_w \mu p_{sc} T z} \int_{p_w}^{p_e} p dp$$

Integrando y substituyendo $T_{sc}=520^\circ\text{R}$ y $p_{sc}=14,7$ lpca,

$$q_w = \frac{703 kh(p_e^2 - p_w^2)}{\mu T z [\ln(r_e/r_w) - 0,50]}$$

Pero $-0,5 = \ln 0,61$, y $\ln(r_e/r_w) + \ln 0,61 = \ln(0,61 r_e/r_w)$, luego

$$q_w = \frac{703 kh(p_e^2 - p_w^2)}{\mu T z \ln(0,61 r_e/r_w)} \quad (6.81)$$

La presión promedia p_{avg} del gas en la zona de drenaje puede encontrarse: a) midiéndola con un medidor de presión de fondo después de haber cerrado el pozo por un período de tiempo suficiente para

alcanzar equilibrio, o b) de consideraciones de balance de materiales. Como la presión promedio p_{avg} es menor que la presión exterior p_e , si se reemplaza a p_e en la Ec. (6.81), se debe disminuir el denominador para mantener la igualdad. Aronofsky y Jenkins²⁹ demostraron que esto puede hacerse reemplazando la constante por 0,472 de manera que la Ec. (6.81) se convierte en

$$q_{sc} = \frac{703 kh(p_{avg}^2 - p_w^2)}{\mu T z \ln(0,472 r_e/r_w)} \quad (6.82)$$

La figura 6.50 muestra el aumento en el radio de drenaje con tiempo para un yacimiento de gas supuesto limitado de flujo radial, con un radio exterior de 341,3 pies. La curva inferior se basa en la Ec. (6.76)

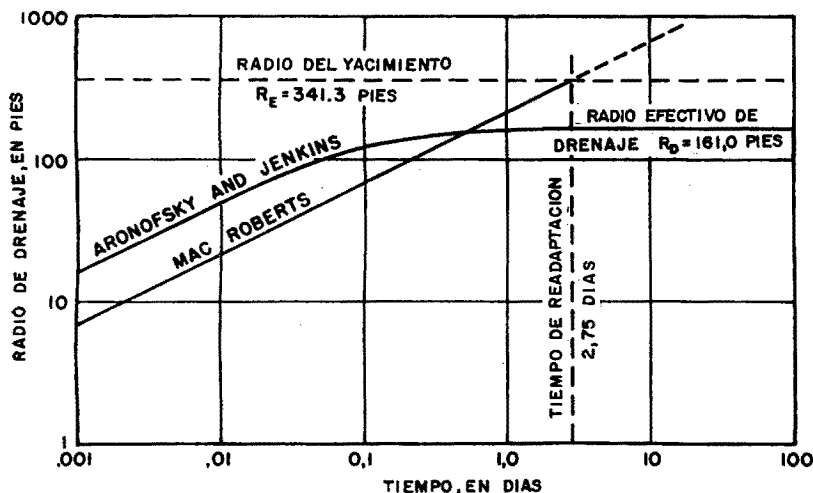


FIG. 6.50.—Radios transitorios de drenaje pronosticados por MacRoberts²⁷ y Aronofsky y Jenkins²⁹. $p_e=3000$ lpca; $r_e=341,3$ p.; $r_w=0,333$ p.; $q_{sc}=3,00$ MM PCND; $T_r=600^\circ\text{R}$; $\mu_g=0,015$ cp; $k=10$ md; $\phi_{HC}=0,12$; $h=25$ p.; $z=1,00$; $c_g=333 \times 10^{-6}$ lpc⁻¹.

para un yacimiento infinito. La curva superior se adoptó de Aronofsky y Jenkins²⁹, quienes demostraron que al final del tiempo transitorio (alrededor de un día para esta unidad de yacimiento), el radio efectivo de drenaje se aproximaba a 47,2 por 100 del radio del límite exterior r_e , o

$$r_d = 0,472 r_e \quad (6.83)$$

La Ec. (6.82) puede combinarse con una expresión de balance de

materiales para obtener una ecuación que relaciona la recuperación fraccional con la rata de producción, el radio de la unidad del yacimiento y la mínima presión fluyente del pozo. Debido a la complejidad introducida por el factor de desviación, la siguiente discusión se limita al comportamiento de gases perfectos, despreciando el cambio en viscosidad del gas con presión. El gas inicial en un yacimiento circular y uniforme a una presión inicial p_i y considerando un gas perfecto es

$$G = \pi r_e^2 h \phi_{HC} \frac{p_i}{p_{sc}} \times \frac{T_{sc}}{T_r} \text{ pies cúbicos normales.}$$

Si el pozo ha producido a una rata constante q_{sc} pies cúbicos normales por día durante t días, el gas restante a t días es $(G - q_{sc}t)$. Para un gas perfecto, el gas remanente a cualquier tiempo es directamente proporcional a la presión promedio y, por consiguiente,

$$\frac{p_i}{G} = \frac{p_{avg}}{G - q_{sc}t}$$

$$p_{avg} = \left(1 - \frac{q_{sc}t}{G}\right) p_i \quad (6.84)$$

Debe observarse que $q_{sc}t/G$ es la recuperación fraccional de gas. Si se reemplaza el valor anterior de p_{avg} en la Ec. (6.82), para una rata de flujo q_{sc} , se obtiene la siguiente ecuación:

$$q_{sc} = \frac{703 \text{ kh} \left[\left(1 - \frac{q_{sc}t}{G}\right)^2 p_i^2 - p_w^2 \right]}{\mu T \ln(0,472 r_e/r_w)} \quad (6.85)$$

Ejemplo 6.8. Calcular la recuperación de una unidad de un yacimiento limitado de gas.

Datos:

Area de la unidad = 640 acres.

Espesor neto productor = $h = 22$ pies.

Porosidad neta disponible para hidrocarburos = $\phi_{HC} = 0,15$.

Presión inicial = $p_i = 3000$ lpca.

Temperatura del yacimiento = 140°F .

Viscosidad del gas = $\mu = 0,015$ cp.

Factor de desviación = $z = 1,00$ (gas perfecto).

Radio del pozo = $r_w = 0,333$ pies.

(No existe daño zonal ni estimulación del pozo.)

SOLUCIÓN:

- (A) Base: 1 pozo en el centro de 640 acres;
 $k=5$ md; $q_{sc}=2,0$ MM PCD.

$$r_e = \sqrt{\frac{640 \times 43.560}{3,1416}} = 2980 \text{ p (radio equivalente)}$$

$$G = 3,1416 \times (2980)^2 \times 22 \times 0,15 \times \frac{3000}{14,7} \times \frac{520}{600}$$

$$= 16,27 \times 10^9 \text{ PCS (gas inicial en el yacimiento)}$$

Sustituyendo en la Ec. (6.84)

$$p_{avg} = \left(1 - \frac{2 \times 10^6 t}{16,27 \times 10^9} \right) 3000 = 3000 - 0,369 t$$

$$\frac{703 \text{ kh}}{\mu T \ln (0,472 \ r_e/r_w)} = \frac{703 \times 0,005 \times 22}{0,015 \times 600 \times \ln (0,472 \times 2980/0,333)}$$

$$= 1,029$$

Sustituyendo luego en la Ec. (6.85),

$$2 \times 10^6 = 1,029 [(3000 - 0,369 t)^2 - p_w^2] \quad (\text{A})$$

Para $p_w=600$ lpca, $t=4016$ días o 11,0 años.

$$\text{Recuperación a 11 años} = \frac{q_{sc} \times t}{G} = \frac{2 \times 10^6 \times 4016}{16,27 \times 10^9}$$

$$= \frac{8,02 \times 10^9}{16,27 \times 10^9} = 0,493 \text{ ó } 49,3 \text{ por ciento.}$$

Un gráfico de la Ec. (A) se muestra en la figura 6.51. Como la rata de producción es constante, la presión fluyente de fondo se dibuja como función de la producción cumulativa en vez de tiempo.

- (B) Base: 1 pozo en el centro de 640 acres
 $k=5$ md; $q_{sc}=1,00$ MM PCD

Sustituyendo $q_{sc}=1,00$ MM PCD en la Ec. (6.82) se obtiene

$$1,00 \times 10^6 = 1,029 [(3000 - 0,1845 t)^2 - p_w^2] \quad (\text{B})$$

Para $p_w=600$ lpca, $t=10.010$ días o 27,4 años.

$$\begin{aligned} \text{Recuperación a 27,4 años} &= \frac{q_{sc} \times t}{G} = \frac{1 \times 10^6 \times 10.010}{16,27 \times 10^9} \\ &= \frac{10 \times 10^9}{16,27 \times 10^9} = 0,615 \text{ ó } 61,5 \text{ por ciento.} \end{aligned}$$

La Ec. (B) se dibuja en la figura 6.51 donde el tiempo está en términos de la producción cumulativa.

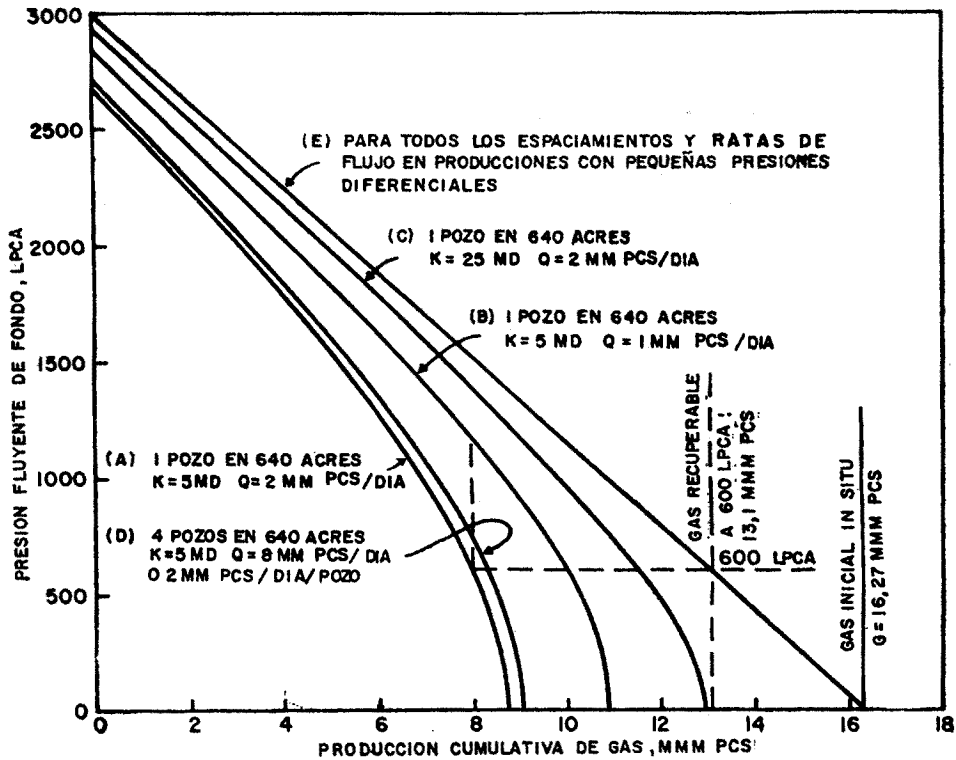


FIG. 6.51.—Declinación en la presión fluyente de un pozo en función de la tasa de flujo, permeabilidad y espaciamiento de los pozos en un yacimiento de gas limitado.

(C) Base: 1 pozo en el centro de 640 acres.
 $k=25$ md; $q_{sc}=2,00$ MM PCD

$$\frac{703 \text{ kh}}{\mu T \ln (0,472 r_e/r_w)} = 5,15$$

Sustituyendo en la Ec. (6.82),

$$2 \times 10^6 = 5,15 [(3000 - 0,369 t)^2 - p_w^2] \quad (C)$$

Para $p_w = 600$ lpca, $t = 5750$ días o 15,7 años.

$$\begin{aligned} \text{Recuperación a 15,7 años} &= \frac{q_{sc} \times t}{G} = \frac{2 \times 10^6 \times 5750}{16,27 \times 10^9} \\ &= \frac{11,5 \times 10^9}{16,27 \times 10^9} = 0,705 \text{ o } 70,5 \text{ por ciento.} \end{aligned}$$

La Ec. (C) también se dibujó en la figura 6.51.

(D) Para determinar el efecto del espaciamento de los pozos sobre la recuperación, supóngase que se perforan 4 pozos en la unidad de 640 acres, resultando 1 pozo por 160 acres. Sea la producción por pozo $q_{sc} = 2,0$ MM PCD, equivalente a un total de 8,0 MM PCD para la unidad y $k = 5$ md.

$$\begin{aligned} r_e &= \sqrt{\frac{160 \times 43.560}{3,1416}} = 1490 \text{ p} \\ \frac{703 \text{ kh}}{\mu T \ln(0,472 r_e/r_w)} &= \frac{703 \times 0,005 \times 22}{0,015 \times 600 \times \ln(0,472 \times 1490/0,333)} \\ &= 1,122 \\ \frac{q_{sc} t}{G} &= \frac{2,00 \times 10^6 t}{(16,27/4) \times 10^9} = 1,476 t \end{aligned}$$

Sustituyendo en Ec. (6.85) obtenemos

$$2 \times 10^6 = 1,122 [(3000 - 1,476 t)^2 - p_w^2] \quad (D)$$

Para $p_w = 600$ lpca, $t = 1040$ días o 2,85 años.

$$\begin{aligned} \text{Recuperación en 2,85 años} &= \frac{k_{sc} \times t}{G} = \frac{2 \times 10^6 \times 1040}{(16,27/4) \times 10^9} \\ &= \frac{8,32 \times 10^9}{16,27 \times 10^9} = 0,511 \text{ ó } 51,1 \text{ por ciento.} \end{aligned}$$

La Ec. (D) también se ha graficado en la figura 6.51. La recuperación acumulativa abarca los cuatro pozos, cada uno produciendo 2,00 MM PCD, para un total de 8,00 MM PCD.

El ejemplo 6.8 muestra la aplicación de la Ec. (6.85) a una unidad de 640 acres de un yacimiento hipotético, limitado y circular. Los resultados se presentan gráficamente en la figura 6.51. La curva A es para un espaciamiento de 640 acres, permeabilidad de 5 md y rata constante de producción de 2,0 MM PCPD. Esta curva muestra que la presión fluyente del pozo disminuye a 600 lpca después de recuperar 8,02 MMM PC o 49,3 por 100 de gas inicial en el yacimiento. Como el gas *recuperable* a la presión seleccionada de abandono de 600 lpca es 13,1 MMM PC, esto equivaldría a 61,2 por 100 de la *reserva inicial de gas*, es decir, el recuperable. Si la mínima presión fluyente del pozo es 600 lpca para producir 2,0 MM PCPD directamente en un gasoducto *sin* un compresor, se puede obtener una recuperación adicional en la siguiente forma: a) si se continúa con el flujo de 2,0 MM PCPD y se usa un compresor; b) reduciendo la rata por debajo de 2,0 MM PCPD, o c) reduciendo la rata y usando un compresor. Además, en algunos casos, se puede recurrir a estimulación del pozo para reducir la presión diferencial, particularmente si existe daño zonal; sin embargo, los cálculos del ejemplo (6.7) se basan en permeabilidades uniformes alrededor del pozo. La curva E corresponde a una presión diferencial ($p_e - p_w$) de cero, es decir, la presión promedia del yacimiento como función de la recuperación acumulativa. A una presión del pozo de 600 lpca para la curva A, la presión diferencial ($p_e - p_w$) es aproximadamente ($p_{avg} - p_w$), o 900 lpca. Como gran parte de esta caída de presión ocurre en las inmediaciones del pozo, la estimulación del pozo prolongaría la producción fluyente del pozo a 2 MM PCPD.

La curva B indica que, debido a presiones diferenciales ($p_e - p_w$) menores a una rata de 1,0 MM PCPD, la recuperación a una presión fluyente del pozo de 600 lpca aumenta a 10,0 MMM PC, o 61,5 por 100 del gas inicial en el yacimiento (76,5 por 100 del recuperable). Si se reduce la rata del pozo de 2,0 MM PCPD (curva A) a 1,0 MM PCPD (curva B) cuando la presión del pozo cae a 600 lpca, la presión del pozo aumentará, como muestra la línea vertical de trazos entre las curvas A y B. Para una rata máxima de producción a la presión del pozo de 600 lpca, la rata de flujo disminuirá de 2,0 MM PCPD a 1,0 MM PCPD a lo largo de la línea horizontal a 600 lpca, entre las curvas A y B.

La curva C indica un aumento en *permeabilidad* de 5 a 25 md, equivalente a un aumento en *capacidad* de 110 md-p a 550 md-p, resultando en un aumento considerable de recuperación de 49,3 por 100 a 70,5 por 100 del gas inicial en el yacimiento. A capacidades mayores la curva se aproxima a la curva E o curva de *presión diferencial* ($p_e - p_w$) igual a cero.

La curva D muestra el efecto de reducir el espaciamiento de los

pozos de 640 acres a 160 acres por pozo. Comparándola con la curva A, los cuatro pozos representados por la curva D producen a 2,0 MM PCPD/pozo. Los cálculos indican muy poco aumento en recuperación para la presión fluyente de abandono de 600 lpca: de 49,3 por 100 a 51,1 por 100 del gas inicial en el yacimiento. Esta pequeña mejora persistirá, no importa como se produzcan los pozos, una vez alcanzada la presión fluyente del pozo de 600 lpca. Económicamente, un menor espaciamiento de pozos puede ser más ventajoso, ya que se reduce el tiempo de producción aproximadamente a un cuarto.

El estudio presentado se puede modificar por cálculos por etapas, con el fin de incluir el efecto de la variación en el factor de desviación del gas y viscosidad del gas a medida que la presión disminuye. Las constantes del yacimiento se pueden determinar a partir de análisis de núcleos y en parte o totalmente de pruebas de contrapresión y de restauración de presión. El efecto de una pendiente diferente a $n=1$ no se ha tomado en cuenta en la Ec. (6.75). A pesar de las diferentes limitaciones, el estudio presentado explica básicamente el comportamiento de yacimientos de gas cerrados (limitados).

PROBLEMAS

6.1. Demostrar que la permeabilidad tiene las dimensiones de área (L^2).

6.2. a) Convertir 0,565 darcys a milidarcys y permios. Res.: 565 md; 0,637 permios.

b) ¿Por qué se emplea generalmente la unidad milidarcy?

c) ¿Por qué se usa a veces la unidad del permio?

6.3. Demostrar que un gramo por centímetro cuadrado es igual a $9,67 \times 10^{-4}$ atm/cm en la Ec. 6.2.

6.4. Convertir las unidades originales de la ley de Darcy a unidades prácticas. Res.: Constante=1,127.

6.5. a) ¿Cuál es el gradiente vertical de presión en un yacimiento de gas a 8000 lpca y 275 °F si la gravedad específica del gas es 0,75 y el factor de desviación del gas es 1,22? Res.: 0,126 lpc/p.

b) ¿Cuál es el gradiente a lo largo del plano de estratificación de 20 grados de buzamiento? Res.: 0,043 lpc/p.

6.6 a) ¿Cuáles son las movilidades del gas y del petróleo en un punto de un yacimiento donde la permeabilidad al gas es 0,060 darcys

y al petróleo 0,250 darcys, si la viscosidad del gas es 0,015 cp y la del petróleo 1,25 cp? Res.: 4,0 y 2,0 darcy/cp.

b) ¿Cuál es la razón de las movilidades gas-petróleo? Res.: 20,0.

c) ¿Cómo variará en el yacimiento la razón fluyente gas-petróleo con la razón de las movilidades gas-petróleo?

6.7. Dos pozos están separados 2500 pies. La presión estática del pozo A al tope de las perforaciones (9332 pies bajo el nivel del mar) es 4365 lpca y en el pozo B (9672 pies bajo el nivel del mar) es 4372 lpca. El gradiente del fluido en el yacimiento es 0,25 lpc/p, la permeabilidad del yacimiento 245 md y la viscosidad del fluido del yacimiento 0,63 cp.

a) Corregir las dos presiones estáticas a un nivel de referencia de 9100 pies bajo el nivel del mar. Res.: $p_A=4307$, $p_B=4229$ lpca.

b) ¿En qué dirección se mueve el fluido entre los pozos? Respuesta: De A a B.

c) ¿Cuál es el gradiente promedio de presión efectiva entre los pozos? Res.: 0,0309 lpc/p.

d) ¿Cuál es la velocidad del fluido? Res.: 0,0758 p/día.

e) La velocidad en d), ¿es la velocidad total o sólo el componente de la velocidad en la dirección del flujo entre los dos pozos?

f) Demostrar que se obtiene la misma velocidad del fluido usando la Ec. (6.5). Res.: 0,0758 p/día.

6.8. ¿Cuál es la viscosidad de un fluido de condensado de gas a 7000 lpca y 220 °F si su gravedad específica es 0,90 (aire: 1,00) y contiene 2 por 100 nitrógeno, 4 por 100 dióxido de carbono y 6 por 100 sulfuro de hidrógeno? Res.: 0,035 cp.

6.9. a) Estimar la viscosidad de un petróleo a 3000 lpca y 130 °F si su gravedad a condiciones normales es 35 °API a 60 °F y contiene aproximadamente 750 PCS/BF de gas disuelto al punto de burbujeo de 3000 lpca. Res.: 0,83 cp.

b) Estimar la viscosidad a la presión inicial del yacimiento de 4500 lpca. Res.: 0,96 cp.

c) Estimar la viscosidad a 1000 lpca si se estima que el gas disuelto a dicha presión es 300 PCS/BF. Res.: 1,6 cp.

6.10. a) ¿Cuál es la viscosidad aproximada del agua a temperatura ambiente y presión atmosférica?

b) ¿Cuál es la viscosidad aproximada del agua a 200 °F?

6.11. a) Relativamente, ¿cómo varían las viscosidades en el yacimiento de los petróleos crudos y del agua?

b) ¿Cómo varía la viscosidad de los crudos por encima y por debajo del punto de burbujeo?

c) ¿Cómo varía el porcentaje de aumento de viscosidad por encima del punto de burbujeo con la viscosidad al punto de burbujeo?

d) ¿Cuál es el intervalo aproximado de valores de la viscosidad de gases en el yacimiento?

e) ¿Cuál es el orden de magnitud de la razón de viscosidades petróleo-gas?

6.12. La compresibilidad de un petróleo crudo es $20 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, y su punto de burbujeo 3200 lpca. Calcular el factor volumétrico relativo a 4400 lpca, es decir, el volumen relativo a su volumen al punto de burbujeo, asumiendo una compresibilidad constante. Comparar los resultados usando las Ecs. (6.6) y (6.7). Res.: 0,976.

6.13. Los siguientes factores de desviación del gas corresponden a un yacimiento de gas a 150 °F.

Presión, lpca:	0	500	1000	2000	3000	4000	5000
Factor de desviación:	1,00	0,92	0,86	0,80	0,82	0,89	1,00

Construir un gráfico entre z y p y determinar gráficamente las pendientes a 1000 lpca, 2200 lpca y 4000 lpca. Luego, usando la Ec. (6.9), determinar la compresibilidad del gas a estas presiones. Res.: 1120, 455 y $154 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

6.14. ¿Cuál es la diferencia entre los términos compresibilidad del gas y factor de compresibilidad del gas?

6.15. Usando las figuras 1.2 y 6.10, hallar la compresibilidad de un gas a 5000 lpca y 203 °F si su gravedad específica es 0,70. Respuesta: $123 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

6.16. Usando la Ec. (6.11) y el gráfico general de los factores de desviación del gas, figura 1.3, hallar la compresibilidad seudorreducida de un gas si la temperatura seudorreducida es 1,30 y la presión seudorreducida es 4,00. Verificar este valor con la figura 6.10. Res.: el mismo, 0,177.

6.17. a) Calcular la compresibilidad promedia de los fluidos en un yacimiento que tiene las siguientes características: compresibilidad de la formación, $6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$; compresibilidad del agua, $3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$; compresibilidad del petróleo, $12 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$; compresibilidad del gas, $150 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$; saturación de agua connata, 25 por 100, y saturación de gas, 5 por 100. La porosidad total es 20 por 100. Respuesta: $22,65 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

b) ¿Cuál es la compresibilidad efectiva del petróleo? Respuesta: $32,4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

c) Demostrar que se obtiene el mismo producto de ϕ si se usa la compresibilidad promedia o la compresibilidad efectiva y la porosidad apropiada asumiendo que las fases gaseosas y de agua permanecen inmóviles. Res.: $4,53 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

6.18. Si en el caso anterior la formación sólo contiene gas y agua connata (25 por 100), ¿cuál será la compresibilidad del gas incluyendo las compresibilidades de la formación y del agua? Comparar con la compresibilidad del gas anterior. Res.: $119 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

6.19. Un bloque de arena tiene 1500 pies de largo, 300 pies de ancho y 12 pies de espesor. Tiene también una permeabilidad uniforme al petróleo de 345 md, una saturación de agua connata de 17 por 100 y una porosidad de 32 por 100. La viscosidad del petróleo en el yacimiento es 3,2 cp y el FVP (factor volumétrico del petróleo) es 1,25 al punto de burbujeo.

a) Si ocurre flujo por encima de la presión de saturación, ¿cuál será la caída de presión requerida para hacer fluir 100 barriles a condiciones del yacimiento a través del bloque de arena, asumiendo que el fluido se comporta como uno incompresible? ¿Cuál será para 200 BPD? Res.: 344, 688 lpc.

b) ¿Cuál es la velocidad aparente del petróleo en pies por día a la rata de flujo de 100 BPD? Res.: 0,156 p/d.

c) ¿Cuál es la velocidad promedia verdadera? Res.: 0,587 p/d.

d) ¿Qué tiempo tomará el desplazamiento completo de petróleo de la arena? Res.: 2555 días.

e) ¿Cuál es el gradiente de presión en la arena? Res.: 0,229 lpc/p.

f) ¿Cuál será el efecto de aumentar las presiones de entrada y de salida del bloque, digamos, 1000 lpc?

g) Considerando al petróleo como un fluido con una compresibilidad muy alta de valor igual a $65 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, ¿en cuánto aumentará la rata del flujo en el extremo de salida comparada con la rata a la entrada de 100 BPD? Res.: 2,23 BPD.

h) Deducir una ecuación para el flujo lineal de líquidos compresibles. Sugerencia: La rata de flujo a cualquier punto es $q = q_1 [1 + c_o(p_1 - p)]$, donde q_1 es la rata del flujo a la entrada, p_1 la presión de entrada, y c_o la compresibilidad efectiva promedia del petróleo.

Res.:

$$q_1 = \frac{1,127 \text{ kA} \ln [1 + c_o(p_1 - p_2)]}{\mu c_o L}$$

i) ¿Cuál será la caída de presión requerida para hacer fluir 100 BPD, *medidos a la presión de entrada*, a través de la arena si la compresibilidad del petróleo es $65 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$? Res.: 348 lpc.

j) ¿Cuál será la rata del flujo a la salida? Res.: 102,26 BPD.

k) ¿Qué conclusiones pueden deducirse de estos cálculos usando la ecuación de flujo de líquidos incompresibles para el flujo de líquidos compresibles, aun con altas compresibilidades?

6.20. Si el bloque de arena del problema 6.19 es un yacimiento de gas con una TF (temperatura de fondo) de 140 °F con las mismas saturaciones de agua connata y permeabilidad al gas, calcúlese lo siguiente:

a) Si la presión de entrada es 2500 lpca, ¿cuál será la presión de salida para hacer fluir 5,00 MM PCS/día a través de la arena? Asumir una viscosidad promedia del gas de 0,023 cp y un factor de desviación promedio del gas de 0,88. Res.: 2364 lpca.

b) Si la viscosidad y el factor de desviación del gas son los mismos, ¿cuál será la presión de salida para hacer fluir 25MM PCS/día? Res.: 1724 lpca.

c) Explicar por qué se requiere una caída de presión mayor de cinco veces para causar un flujo de gas igual cinco veces.

d) ¿Cuál es la presión en el centro de la arena cuando fluyen 25MM PCS/día? Res.: 2147 lpca.

e) ¿Cuál es la presión promedia a 25MM PCS/día? Res.: 2112.

f) ¿Por qué la caída de presión es mayor en la mitad del lado de salida del bloque de arena que en la mitad de entrada?

g) Calcular, a partir de la ley de los gases, la rata del flujo a la presión media p_m , y mostrar por sustitución numérica que la ecuación en términos de q_m es válida.

6.21. a) Con los datos del problema anterior representar gráficamente la presión como función de la distancia en la arena para la rata de flujo de 25MM PCS/día. Res.: $p = \sqrt{6,25 \times 10^6 - 2185 x}$.

b) Representar gráficamente el gradiente de presión como función de la distancia en la arena. Sugerencia: Resolver la Ec. (6.25) en función de la presión y distancia y hallar la derivada (dp/dx). Res.: $dp/dx = -1092/p$.

6.22. A través de un bloque rectangular de arena fluyen 10MM PCS/día de gas bajo una presión de salida de 1000 lpca. Las condiciones normales son 14,4 lpca y 80 °F. El factor de desviación promedio es 0.80. El bloque de arena tiene 1000 pies de largo, 100 pies de ancho y 10 pies de espesor. La porosidad es 22 por 100 y la permea-

bilidad promedio al gas a una saturación de agua de 17 por 100 es 125 md. $TF = 160^\circ F$, $\mu = 0,029$ cp.

a) ¿Cuál es la presión de entrada? Res.: 3271 lpca.

b) ¿Cuál es el gradiente de presión en el centro de la arena?

Respuesta: 2,01 lpc/p.

c) ¿Cuál es el gradiente promedio de presión a través de la arena? Res.: 2,27 lpc/p.

d) ¿Dónde existe la presión media? Res.: 368 p.

6.23. Un tubo horizontal de 10 cm de D. I. (diámetro interior) y 300 cm de largo se llena de arena quedando una porosidad de 20 por 100. La saturación de agua connata es 30 por 100 y la correspondiente permeabilidad al petróleo es 200 md. La viscosidad del petróleo es 0,65 cp y la fase de agua es inmóvil.

a) ¿Cuál es la velocidad aparente del petróleo bajo una presión diferencial de 100 lpc? Res.: 0,0007 cm/seg.

b) ¿Cuál es la rata del flujo? Res.: 0,055 cm³/seg.

c) Calcular el petróleo contenido en el tubo y el tiempo para desplazarlo a una rata de 0,055 cm³/seg. Res.: 7 días.

d) A partir de este tiempo efectivo y de la longitud del tubo calcular la rata promedio real. Res.: 0,005 cm/seg.

e) Calcular la rata promedio real a partir de la rata aparente, porosidad y saturación de agua connata. Res.: 0,005 cm/seg.

f) ¿Qué velocidad se usa para calcular las ratas de flujo y cuál es para calcular los tiempos de desplazamiento?

g) Si el petróleo es desplazado por agua en tal forma que queda detrás del frente de agua una saturación residual o no recuperable de petróleo de 20 por 100, ¿cuáles son las velocidades promedio real y aparente en la zona de agua detrás del frente si la rata de producción de petróleo se mantiene en 0,055 cm³/seg? Asumir que el desplazamiento de petróleo por agua es como el de un pistón. Res.: 0,0007 y 0,007 cm/seg.

h) ¿Cuál es la velocidad de avance del frente de inundación?

Respuesta: 0,007 cm/seg.

i) ¿Cuánto se tardará en obtener el petróleo recuperable y cuánto se recuperará? Res.: 430.000 seg., 23.570 cm³.

j) Si a una saturación de agua de 80 por 100 la permeabilidad al agua detrás del frente es 123 md, y la viscosidad del agua es 0,80 cp, ¿cuáles son las moviidades del agua y del petróleo? ¿Cuál es la razón de las moviidades del agua detrás del frente a la del petróleo adelante del frente? Res.: 0,154, 0,308, 0,500.

k) ¿Cuál es la caída de presión requerida para producir petróleo a la rata de 0,055 cm³/seg cuando el frente de inundación de agua está en el centro de la tubería? Res.: 150 lpc.

6.24. a) Definir flujo lineal.

b) Definir la permeabilidad promedia de un conjunto de capas.

c) Demostrar que la permeabilidad promedia de un conjunto de capas de sección transversal constante y colocadas en serie es

$$\frac{\Sigma L_i}{\Sigma L_i/k_i}$$

d) Demostrar que la ecuación se aplica tanto a flujos de gases como a flujo de líquidos.

e) Las permeabilidades de tres capas de igual sección transversal son: 50, 200 y 500 md, y sus longitudes: 40, 10 y 75 pies, respectivamente. ¿Cuál es la permeabilidad promedia de las capas puestas en serie? Res.: 125 md.

f) ¿Cuáles son las razones de las caídas de presión a través de las capas individuales para el flujo de líquido? Res.: 80:5:15.

g) En el caso del flujo de gases, ¿será la caída de presión total entre las capas en serie la misma para el flujo en cualquier dirección? ¿Serán las caídas de presión individuales las mismas?

h) La constante para el flujo de gases en un sistema lineal dado es 900, de manera que $p_1^2 - p_2^2 = 900 \text{ L/k}$. Si la presión de entrada es 500 lpca, ¿cuáles son las caídas de presión en cada una de las dos capas para el flujo en serie en ambas direcciones? Una capa tiene 10 pies de largo y 100 md; la otra, 70 pies de largo y 900 md. Res.: 100 y 100; 76 y 124 lpc.

i) La descripción de una formación productora de arriba hacia abajo es la siguiente: 10 pies de arena de 350 md, 4 pulgadas de lutita de 0,5 md, 2 pulgadas de lutita de 2,4 md y 8 pies de arena de 520 md. ¿Cuál es la permeabilidad vertical promedia? Res.: 28,7 md.

j) Si los 8 pies de arena de 520 md estuvieran en la parte inferior de la formación, y contienen agua, ¿qué técnica de terminación debe emplearse en los pozos para mantener baja la razón agua-petróleo? Discutir el efecto de la magnitud de la extensión lateral de las capas delgadas de lutita sobre la producción de los pozos.

6.25. a) Demostrar que la permeabilidad promedia de dos o más capas de igual longitud en paralelo es $\Sigma A_i k_i / \Sigma A_i$.

b) Demostrar con un ejemplo numérico que $\Sigma A_i k_i$ no es igual a $\Sigma A_i \times \Sigma k_i$.

c) ¿Se aplica igualmente esta ecuación a flujos de líquidos y de gases?

d) ¿Son las presiones las mismas a iguales distancias entre las diferentes capas, tanto en flujos de gases como en flujos de líquidos?

e) Tres capas de 40, 100 y 800 md, y 4, 6 y 10 pies de espesor, respectivamente, puestas en paralelo conducen fluido. Si son de igual espesor y longitud, ¿cuál es la permeabilidad promedia? Res.: 438 md.

f) ¿Cuál es la razón de los flujos en las tres capas? Respuesta: 16:60:800.

6.26. a) Una caliza tiene una permeabilidad matriz (primaria o intergranular) menor de un milidarcy. Sin embargo, contiene 10 canales por pie cuadrado, de 0,02 pulgadas de diámetro formados por solución. Si los canales se encuentran en la dirección del flujo del fluido, ¿cuál es la permeabilidad de la roca? Res.: 176 md.

b) Si la porosidad de la roca matriz es 10 por 100, ¿qué porcentaje del fluido está acumulado en los poros primarios y qué en los secundarios (drusas, fracturas, etc.)? Res.: 99,978 y 0,022.

c) Si el sistema poroso secundario en un yacimiento está eficazmente conectado entre sí, ¿qué conclusiones deben deducirse respecto a los probables resultados de recuperación de petróleo, gas o condensado de gas, por empuje de gas o empuje hidrostático? ¿Cuáles son, entonces, los medios de recuperar los hidrocarburos de los poros primarios?

6.27. a) Derivar la Ec. (6.22) por el método usado para deducir la Ec. (6.19).

b) Deducir la Ec. (6.23) a partir de las Ecs. (6.22) y (6.14).

c) ¿Cuál es la permeabilidad de una caliza fracturada si su permeabilidad matriz es menor de 1 milidarcy y cada pie cuadrado contiene dos pies de fracturas de 0,005 pulgadas de espesor? Respuesta: 1125 md.

6.28. Durante una operación de empaque con grava, la tubería de revestimiento ranurada de 6 pl de D.I. se llenó con grava, y una capa de una pulgada de espesor, de limaduras metálicas y desperdicios, se acumuló sobre la grava dentro de la tubería.

Si la permeabilidad de la acumulación es 1000 md, ¿cuál es la presión adicional impuesta sobre el sistema cuando se bombea fluido de una viscosidad de 1 cp a la rata de 100 bls. por hora? Respuesta: 906 lpc (si el flujo no es turbulento).

6.29. Un grupo de 100 tubos capilares de 0,02 pulgadas de D.I. y otro grupo de 50 tubos capilares de 0,04 pulgadas de D.I., todos de la misma longitud, se colocan dentro de un tubo de 2,00 pulgadas de D.I. El espacio entre los tubos se rellena con cera de manera que sólo puede ocurrir flujo por entre los tubos capilares. ¿Cuál es la permeabilidad del sistema? Res.: 720 darcys.

6.30. Supóngase que después de cementar un pozo queda una abertura de 0,01 pl. de ancho entre el cemento y el pozo de 8 pulgadas de diámetro. Si esta fractura circular se extiende de la formación productora a una arena acuífera subyacente a través de una lutita impermeable de 20 pies de espesor, ¿cuál será la rata del flujo del agua que entra a la formación productora (pozo) bajo una presión diferencial de 100 lpc? El agua contiene 60.000 ppm de sal y la TF es 150 °F. Res.: 108,8 BPD para $\mu_w = 0,49$ cp.

6.31. Deducir la ecuación para el flujo semiesférico en estado continuo de un líquido incompresible, empleando los mismos métodos usados en la deducción de la Ec. (6.24).

Res.:

$$q_{sc} = \frac{7,08 k r_e r_w (p_e - p_w)}{\mu B_o (r_w - r_e)}$$

6.32. ¿Cuál es el radio de drenaje usado en espaciamientos de 20 acres? ¿En espaciamientos de 10 acres? Usar el radio del círculo inscrito en el cuadrado. Res.: 467, 330 p.

6.33. Un pozo tiene un diámetro de 12 pulgadas y un radio de drenaje de 660 pies. La arena atravesada por el pozo tiene 23 pies de espesor y contiene un petróleo crudo subsaturado con una viscosidad promedia por encima del punto de burbujeo de 1,60 cp y un FVP de 1,623 bl/BF. La permeabilidad de la formación al petróleo es de 53 md. Asumir que el fluido es incompresible, Ec. (6.24).

a) ¿Cuál es el índice de productividad del pozo? Res.: 0,462 BF/día/lpc.

b) ¿Cuál es el índice específico de productividad del pozo? Respuesta: 0,0201 BF/día/lpc/pie.

c) ¿Cuál es la rata de producción para una presión diferencial de 100 lpc? Res.: 46,2 BF/día.

d) Representar en papel de coordenadas cartesianas y en papel semilogarítmico la presión como función del radio, bajo una presión diferencial de 100 lpc. Res.: $\Delta p = 13,9 \ln(2r)$.

e) Registrar en los mismos gráficos el gradiente de presión como función del radio. Res.: $dp/dr = 13,9/r$ lpc/p.

6.34. Calcular de nuevo el problema 6.33 asumiendo flujo de líquido compresible en estado continuo, Ec. (6.25). Res.: a) 0,497; b) 0,0216; c) 49,7; d) $\Delta p = 14,9 \ln(2r) - 17,2 \times 10^{-6} r^2$; e) $dp/dr = (14,9/r) - 34,4 \times 10^{-6}$.

6.35. Un pozo tiene una presión de fondo a pozo cerrado de 2300 lpca y fluye 215 BPPD bajo una presión diferencial ($p_e - p_w$) de 500 lpc. El espesor neto de la formación productora es 36 pies. Otros

datos adicionales son: $r_w=6$ pl.; $r_e=660$ p.; $\mu=0,88$ cp.; $B_o=1,32$ bl/BF.

a) ¿Cuáles son el índice de productividad y el índice específico de productividad del pozo? Res.: 0,43; 0,0119.

b) ¿Cuál es la permeabilidad promedia de la formación? Respuesta: 14,1 md.

c) ¿Cuál es la capacidad de la formación? Res.: 508 md-p.

6.36. Una formación productora consiste de dos estratos: uno, de 15 pies de espesor y 150 md, y el otro, de 10 pies de espesor y 400 md.

a) ¿Cuál es la permeabilidad promedia? Res.: 250 md.

b) ¿Cuál es la capacidad de la formación? Res.: 6250 md-p.

c) Si durante el reacondicionamiento de un pozo la permeabilidad del estrato de 150 md se reduce a 25 md a un radio de 4 pies, y la permeabilidad del estrato de 400 md se reduce a 40 md a un radio de 8 pies, ¿cuál es la permeabilidad promedia después del reacondicionamiento del pozo si se asume que no ocurre flujo entre las formaciones? Asumir $r_e=500$ pies y $r_w=0,5$ pies? Res.: 71 md.

d) ¿Cuál será la reducción en porcentaje del índice de productividad original del pozo? Res.: 28,4 por 100.

e) ¿Cuál es la capacidad de la formación dañada? Respuesta: 1775 md-p.

6.37. Un pozo de petróleo fluye a 250 BF/día de una arena uniforme de 25 pies de espesor y 200 md de permeabilidad al petróleo. La viscosidad del petróleo en el yacimiento es 0,65 cp y B_o es 1,62. La PF estática es 3000 lpca, la porosidad promedia es 16 por 100 y la saturación promedia de agua connata es 24 por 100.

a) ¿Cuál es la presión a un radio de 10 pies para un radio de drenaje de 400 pies? ¿Para un radio de drenaje de 600 pies? Respuesta: 2973, 2970 lpc.

b) ¿Cuál es la presión diferencial ($p_e - p_w$) si el radio de drenaje es 400 pies y el radio del pozo es 4 pulgadas? Res.: 53 lpc.

c) Comparar la caída de presión en el intervalo de 400 p a 40 p con la de 40 p a 4 p. Res.: la misma, 17,1 lpc.

d) ¿Cuál es el gradiente de presión a 10 pies? Res.: 0,74 lpc/p.

e) ¿Cuál es el promedio de la velocidad radial real? Respuesta: 11,9 p/día.

f) ¿Cuánto tiempo tardará el petróleo situado a un radio de 400 pies en llegar al pozo? Res.: 672 días.

6.38. Los siguientes datos se obtuvieron en una prueba de productividad de un pozo.

PF, lpca	3200	3028	2886	2689	2304
BPPD, fluyendo	0	91	173	269	374

Calcular el índice de productividad para cada una de las ratas y registrar el IP contra presión diferencial ($p_e - p_w$).

6.39. Convertir la ecuación de flujo radial, Ec. 6.24, a una ecuación similar usando: a) W como la rata del flujo en libras por hora, b) d_o como la gravedad específica del petróleo en el yacimiento, c) la viscosidad en poises, y d) logaritmos decimales. Res.: 0,448.

6.40. a) Un pozo tiene un radio de drenaje de 500 pies y el radio del hoyo es 0,50 pies. Si la presión externa es 4000 lpca y la presión fluyente del pozo 3000 lpca, ¿cuál es la presión al radio de 5 pies si se asume flujo de fluido incompresible? Res.: 3333 lpca.

b) ¿Cuál es el gradiente de presión a un radio de 5 pies? Res.: 29 lpc/p.

6.41. Asumiendo $r_w=0,333$ pies y $r_e=660$ pies, calcular la razón de productividades de un pozo cuya permeabilidad adyacente ha sido reducida a una centésima de la permeabilidad externa, o sea, $k_e/k_a=100$, a un radio de 1, 2, 5, 10 y 25 pies. Repetir los cálculos con k_e/k_a igual a 0,10; 0,25; 0,50; 1; 2; 5; 10; 50, e infinito. Dibujar en un mismo gráfico la razón de productividades como función del radio de la zona de permeabilidad alterada para cada valor de k_e/k_a . Res.: Ver fig. 6.32.

6.42. Un pozo de 8 pulgadas de diámetro se perfora normalmente a través de una formación de 250 md y 25 pies de espesor.

a) Si $r_e=660$ pies, ¿cuál será la razón de productividades si se ensancha el pozo en el fondo a un diámetro de 24 pulgadas? Res.: 1,17.

b) Repetir parte a) para un espaciamento de 5 acres. Res.: 1,20.

c) Si con calentadores eléctricos se logra reducir la viscosidad del petróleo de 120 cp a un promedio de 8 cp dentro de un radio de 4 pies, ¿cuál será la razón de productividades? Considerar $r_e=660$ pies. Res.: 1,44.

d) Si el pozo ha sufrido daño zonal, reduciendo la permeabilidad a 10 md a un radio de 6,25 pies, ¿cuál es la razón de productividades del pozo dañado? Asumir $r_e=660$ pies. Res.: 0,10.

e) Si dos huecos de drenaje (fig. 6.34) se perforan en la formación dañada de la parte d) y se extienden 50 pies del pozo, ¿cuál será la razón de productividades? Res.: 1,80.

f) ¿Cuál será la razón de productividades si se localiza el pozo a 100 pies del centro en la unidad de 40 acres? Res.: 1,02.

g) ¿Cuál será la razón de productividades si se cañonea la

tubería de revestimiento usando 4 disparos por pie con balas de 1/2 pulgada de diámetro, que penetran 2 pulgadas en la formación? Usar la figura 6.24 para una solución aproximada. Res.: 0,70.

h) ¿Cuál es la productividad de un pozo que penetra sólo 25 por 100 de la formación? Res.: 0,46.

i) Si se termina un pozo a 50 pies del primero y se producen ambos pozos a la misma rata, ¿a qué valor se reducirá la razón de productividades de ambos pozos? Res.: 0,75.

6.43. Se empleó un modelo eléctrico para estudiar la razón de productividades de pozos inclinados (pozos que no penetran la formación normal o perpendicularmente), atravesando la formación en su totalidad. El electrodo central consistió en una varilla de cobre de 1/4 pulgada de diámetro y el electrodo exterior de un cilindro de cobre de 6 pies de diámetro. Para hallar el efecto del espesor de la formación se empleó en un caso un electrolito de 6 pulgadas y en otro de 12 pulgadas de profundidad. Se midieron las siguientes resistencias en ohmios para ambas profundidades a los ángulos indicados, medidos a partir de la línea vertical.

Profundidad del electrolito, pl	Angulo de penetración			
	0°	30°	45°	60°
6	108,6	100,4	88,5	72,5
12	54,3	48,9	42,2	33,5

a) Si la varilla de 1/4 de pulgada representa un pozo de 8 pl de diámetro, ¿qué radio representa el electrodo exterior y qué espesores representan las dos profundidades del electrolito? Res.: radio de 96 pies; espesores de 16 y 32 pies.

b) ¿Cuánta resistencia *deja de medirse* en el modelo en cada caso entre el electrodo exterior y un electrodo que representa 660 pies? Res.: 18,5 y 36,9 ohmios.

c) Calcular las razones de productividades para las formaciones de 16 y 32 pies de espesor y representarlas gráficamente como función del ángulo de penetración. Res.: 1,00, 1,06, 1,16 y 1,33 para 16 pies. 1,00, 1,08, 1,20 y 1,40 para 32 pies.

6.44. Las ratas de producción mensual a intervalos de seis meses durante los primeros 3-1/2 años de la vida productora de un pozo fueron las siguientes: 500 bl/mes (inicial); 420, 360, 300, 260, 220, 190 y 160 bl/mes (a los 3-1/2 años). La rata de producción inmediatamente después de fracturar el pozo fue 1500 bl/mes y dis-

minuyó a 920 bl/mes después de seis meses, y a 580 bl/mes después de un año.

a) Tanto en papel similogarítmico (con la rata en la escala logarítmica) como en papel de coordenadas cartesianas representar los datos antes y después de la fracturación. Extrapolar ambas curvas en el papel semilogarítmico a un límite económico de 60 bl/mes.

b) Determinar la recuperación adicional de petróleo al límite económico como resultado de la fracturación.

6.45. El nivel del fluido en un pozo de petróleo "muerto" se encuentra a 700 pies de la superficie con la tubería de revestimiento expuesta a la atmósfera. El nivel del fluido baja cuando se aplica presión al gas del pozo desde la superficie por suficiente tiempo. Luego se quita la presión, y con un instrumento sónico se registran las profundidades del nivel del fluido. El diámetro de la tubería de revestimiento es de 6 pulgadas D. I., y no tiene tubería de producción. El fluido del pozo tiene una gravedad específica promedio de 0,75, y el factor volumétrico promedio del petróleo (estimado) es igual a 1,12.

Tiempo, horas después de quitar

la presión:	1	2	4	8	12	16
Profundidad al nivel del fluido, pies:	1871	1748	1544	1253	1056	931

a) ¿Qué presión de gas debe aplicarse para bajar el nivel del fluido a 2500 pies de la superficie? Res.: 585 lpc.

b) Representar la profundidad hasta el nivel del fluido como función del tiempo y determinar los índices de productividad tomando pendientes a dos puntos diferentes y usando las Ecs. (6.45) y (6.46). Res.: 0,25 BF/día/lpc.

c) Determinar el índice de productividad usando la Ec. 6.47. Sugerencia: Asumir cualquier profundidad a la formación productora, digamos 5000 pies. Seleccionar arbitrariamente un tiempo cero, digamos $t=0$ cuando $h=1871$ pies. Res.: 0,25 BF/día/lpc.

6.46. Las siguientes presiones se obtuvieron de una prueba de restauración de presión en un pozo de bajo IP cuando se consideró que se aproximaba a las condiciones de flujo continuo.

Tiempo después del cierre, horas:	2	4	6	8	10	12
Presión, lpc:	3000	3128	3229	3308	3370	3419

a) Determinar gráficamente la PF a pozo cerrado. Respuesta: 3600 lpc.

b) Si $B_o=1,10$ y $\rho_o=0,72$, ¿cuál es el índice de productividad si el ascenso de presión ocurre en una tubería de producción de 2 pl de D. I.? Res.: 0,033 BF/día/lpc.

c) Graficar $(p_e - p_o)/(p_e - p)$ en la coordenada logarítmica de papel semilogarítmico como función de tiempo.

6.47. Cuando se interrumpe la inyección de agua en un pozo y se expone el pozo a la atmósfera, el nivel de fluido, determinado por un instrumento sónico, se encuentra a 400 pies de la superficie en la primera medición. Una hora más tarde se encuentra a 662 pies; después de 3,5 horas, a 1000 pies, y después de varios días alcanza un nivel constante a una profundidad de 1200 pies. La inyección de agua se hace por tubería de revestimiento de 5 pulgadas de D. I., y la gravedad específica del agua es 1,06. La profundidad a la arena es de 3200 pies.

a) ¿Cuál es el índice de inyectividad del pozo? Res.: 0,50.

b) ¿Qué presión se requiere en la superficie para inyectar agua a la rata de 450 BAPD, asumiendo una caída de presión insignificante por fricción en la tubería de revestimiento? Res.: 350 lpc.

6.48. El nivel estático del fluido en un pozo se encuentra a una profundidad de 1300 pies, medido en la tubería de producción expuesta a la atmósfera. Cuando se bombea a la rata de 125 BPPD, el nivel del fluido en el espacio anular permanece a una profundidad de 4300 pies. No hay obturador anular y la tubería de revestimiento está expuesta a la atmósfera.

a) Si la gravedad específica promedia del fluido en el pozo es 0,65, ¿cuál es el IP del pozo? Res.: 0,15.

b) Si la formación productora se encuentra a una profundidad de 5400 pies, ¿cuál es la rata máxima de producción? Res.: 173 BPPD.

c) Si la tubería de revestimiento no se encuentra expuesta a la atmósfera sino que tiene una presión de 500 lpca, calcular de nuevo el IP del pozo, asumiendo que los demás valores son correctos. Res.: 0,36.

6.49. Demostrar por diferenciación que la Ec. (6.24) es una solución de la Ec. (6.51).

6.50. a) Demostrar por diferenciación que la ecuación anterior a la Ec. (6.25) es una solución a la Ec. (6.52).

b) Demostrar que la rata constante de disminución de la presión, A , en la Ec. (6.52) es $(5,615 q_{sc} B_o)/(\pi r_e^2 h \phi c_e)$ y que A/η es igual al lado izquierdo de la diferenciación de la Ec. (6.25) en parte a).

6.51. Demostrar por diferenciación que la Ec. (6.54) es una solución a la Ec. (6.50). Usar el desarrollo en serie para representar la función Ei .

6.52. a) Demostrar que $(\ln x + 0,577)$ es una buena aproximación del valor de $Ei(-x)$ para x menor de 0,02.

b) Usando esta aproximación, calcular el valor de $Ei(-x)$ para $x = 2,5 \times 10^{-6}$. Res.: -12,35.

6.53. a) Graficar la presión como función del radio en papel lineal común y en papel semilogarítmico a 0,1, 10, y 100 días para $p_e = 2500$ lpca; $q_{sc} = 300$ BF/día; $B_o = 1,32$ bl/BF; $\mu = 0,44$ cp; $k = 25$ md; $h = 43$ pies; $c_e = 18 \times 10^{-6}$ lpc $^{-1}$; $\phi_{HC} = 0,16$ (porosidad al petróleo).

b) Asumiendo que una caída de presión de 5 lpc puede registrarse en un medidor de presión, ¿por cuánto tiempo debe fluir el pozo para producir esta caída de presión en un pozo localizado a 1200 pies? Res.: 4,7 días.

c) Supóngase que el pozo fluyente se encuentra localizado 200 pies al este de una falla N-S. ¿Cuál será la caída de presión después de 10 días de flujo en un pozo cerrado localizado 600 pies al norte del pozo fluyente? Res.: 45 lpc.

d) ¿Cuál será la caída de presión en un pozo cerrado localizado a 500 pies del pozo fluyente después de que éste se cierra por un día, y luego fluye por el período de 5 días a 300 BF/día? Res.: 16,6 lpc.

6.54. Un pozo cerrado temporalmente se encuentra a 500 pies de un pozo y a 1000 pies de otro. El primer pozo fluye por 3 días a 250 BPD, al cabo del cual el segundo pozo comienza a fluir a 400 BPD. ¿Cuál es la caída de presión en el pozo cerrado después que el segundo pozo fluye por 5 días, es decir, el primer pozo ha fluido por 8 días en total? Usar las constantes empleadas en el problema 6.53. Res.: 32,1 lpc.

6.55. Un pozo fluye a 200 BPD durante un día. En el segundo día su flujo aumenta a 400 BPD y en el tercero a 600 BPD. ¿Cuál es la caída de presión después del tercer día en un pozo cerrado, localizado a 500 pies del primero? Usar las constantes del problema 6.53. Res.: 22,7 lpc.

6.56. Calcular la distribución de presión transitoria después de 10 días de flujo para la parte a) del problema 6.53 usando la ecuación de tiempo de readaptación para encontrar r_e y la ecuación de distribución de presión en flujo continuo. Sea $r_w = 0,333$ pies. Graficar los valores en los mismos gráficos del problema 6.53 para comparación.

6.57. Los valores siguientes de restauración de presión se tomaron en el primer pozo de un campo nuevo después de producir

1484 bls, a una rata de 124 BPPD. La presión de fondo fluyente antes de la prueba era 1432 lpca. Después de la prueba de restauración de presión se le hizo al pozo un tratamiento de fracturación "profunda" para extender las fracturas a una buena distancia del pozo. Después del tratamiento de fracturación, el pozo fluyó a 175 BPPD por 10 días, con una presión fluyente de fondo de 3214 lpca. Otros datos del yacimiento son:

$$\begin{aligned}\mu_o &= 3,2 \text{ cp} \\ B_o &= 1,21 \text{ bl/BF} \\ h &= 8,4 \text{ p (netos)} \\ c_o &= 12 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} \text{ (efectivo)} \\ r_w &= 0,333 \text{ p} \\ r_e &= 660 \text{ p} \\ \phi_{HC} &= 0,20 \text{ (Porosidad neta a hidrocarburos).}\end{aligned}$$

a) Graficar para ambas pruebas $\delta/(t+\delta)$ como función de presión. Extrapolar a $\delta/(t+\delta)=1$ para encontrar p_e . Res.: 3485 y 3515 lpca.

b) Aplicar la teoría de restauración de presión en flujos en estado continuo de la sección 19.

c) La extrapolación en parte a) asume un yacimiento grande (infinito en realidad) comparado con la producción del pozo. Si fuese un yacimiento pequeño, ¿cómo alterarían los efectos del límite la restauración de presión en las etapas finales?

Datos de restauración de presión

Tiempo (horas)	Presión (lpca)	
	Antes	Después
4	2857	3318
8	3027	3330
12	3144	3340
16	3252	3351
20	3283	3363
24	3298	3373
28	3308	3382
32	3315	3390
36	3323	3395
40	3331	3400
44	3338	3405
48	3342	3408

d) ¿Qué ventaja se hubiera obtenido en haber hecho la primera prueba de restauración de presión antes? ¿Por qué no se hizo?

e) En el mismo gráfico de la parte a) graficar la presión como función del tiempo en horas. Hallar las pendientes de los cuatro gráficos en lpc/ciclo. ¿Qué pendiente es preferible usar cuando se dispone de las dos? ¿Por qué? Res.: 167 y 155 antes; 135 y 120 después.

f) Determinar la permeabilidad exterior promedia de la formación antes y después de la fracturación. Res.: 56 y 97 md.

g) ¿Hay evidencias de fracturación profunda?

h) ¿Cuál es la RP del pozo antes y después de la fracturación? Res.: 0,54 y 2,96.

i) ¿Cuál es el IP del pozo antes y después de la fracturación? Res.: 0,058 y 0,58.

j) ¿Cuál es el factor del efecto superficial antes y después de la fracturación? Res.: 6,1 y -5,6.

k) ¿Cuál es la caída de presión adicional causada en el pozo por el efecto superficial antes de la fracturación? Res.: 879 lpc.

l) Explicar por qué las razones de las razones de productividad antes y después de la fracturación son menores que las razones de los índices de productividad.

6.58. Los siguientes datos se obtuvieron de pruebas de contrapresión en un pozo de condensado de gas cuya RGP era alrededor de 14.000 PCS/bl:

Esesor neto de la formación productora=54 pies	Visc. promedia del gas=0,028 cp;
Temperatura del yacimiento=256 °F	r_e (sumido)=1300 pies (espaciamento de 160 ac)
Diámetro del pozo=0,582 pies	Factor z promedio=0,931 (tamaño de la tubería de revestimto.)

Tamaño del estrangulador	Rata de flujo, MPC/día a 14,4+10 oz & 60 °F	Presión de fondo al nivel de referencia, lpca
0	0	4068
1/4 pl	4023	4042
20/64 pl	5974	4030
3/8 pl	8240	4017

a) Calcular para cada rata la permeabilidad promedia al flujo de gas. Res.: 81,82 y 85 md.

b) Calcular el potencial a flujo abierto (capacidad absoluta del pozo) usando la ecuación de flujo de gas y la permeabilidad promedia. Res.: 323 MM PCD.

c) Dibujar la rata de flujo en pies cúbicos normales por día como función de $(p_e^2 - p_w^2)$ en papel de coordenadas logarítmicas. Extrapolar en línea recta para encontrar el potencial a flujo abierto. Res.: ~ 400 MM PCD.

d) Explicar la diferencia en las respuestas de b) y c).

6.59. Un pozo de gas produce 250 M PCD bajo una presión diferencial de 400 lpc. La presión estática del yacimiento es 1600 lpca.

a) ¿Cuál será la presión diferencial $(p_e - p_w)$ requerida para doblar la rata de flujo, asumiendo $n=1,00$? Res.: 1034 lpc.

b) ¿Cuál es la capacidad del pozo a flujo abierto? Res.: 571 M PCD.

c) Repetir partes a) y b) con $n=0,855$. Res.: 1400 lpc, 507 M MCD.

6.60. Dados los siguientes datos:

PF estática=3000 lpca
Visc. promedia del gas=0,025 cp
Temp. del yac.=200 °F
Factor de desv. promedia=0,85
Permeabilidad promedia=
=45 md.
Espesor neto de la formación productora=32 pies

Saturación promedia de agua connata=30 por 100
Porosidad promedia = 20 por 100
Espaciamento de pozos = 120 acres
Diam. de la tub. de rev. = 7 pulgadas.

a) Calcular la rata del flujo a la presión fluyente de fondo de 2500 lpca, asumiendo $n=1,00$. Res.: 24 MM PCS/día a 14,7 lpca y 60 °F.

b) Graficar la presión como función del radio en papel de coordenadas cartesianas.

c) Calcular el gradiente de presión a un radio de 10 pies. Res.: 6,11 lpc/p.

6.61. Demostrar que si se expresa q en pies cúbicos por día a la presión media p_m , la Ec. (6.72) se convierte en

$$q_m = \frac{39,76 \text{ } kh(p_e - p_w)}{\mu \ln (r_e/r_w)}$$

6.62. Los siguientes datos corresponden a un yacimiento volumétrico de gas.

Espesor neto de la formación = 15 pies

Porosidad disponible para hidrocarburos = 20 por ciento

Presión inicial del yacimiento = 6000 lpca

Temperatura del yacimiento = 190 °F

Viscosidad del gas = 0,020 cp

Diámetro de la tub. de rev. = 6 pl

Permeabilidad promedia de la formación = 6 md

a) Asumiendo un comportamiento ideal del gas ($z=1,00$) y permeabilidad uniforme, calcular la recuperación en tanto por ciento de una unidad de 640 acres para una rata de producción de 4,00 MM PCD y presión fluyente del pozo de 500 lpca. Res.: 54,8 por ciento en 10,25 años.

b) Si la permeabilidad promedia del yacimiento fuese 60 md en vez de 6 md, ¿cuál sería la recuperación para una rata de producción de 4,00 MM PCD y presión fluyente de 500 lpca? Res.: 83,6 por 100 en 15,64 años.

c) Calcular de nuevo la parte a) para una rata de producción de 2,00 MM PCD. Res.: 67,6 por 100 en 25,6 años.

d) Supóngase que cuatro pozos se perforan en la unidad de 640 acres, y cada uno produce a 4,00 MM PCD. ¿Cuál es la recuperación si la permeabilidad es 6 md y la mínima presión fluyente del pozo es 500 lpca? Res.: 56,7 por 100 en 2,65 años.

REFERENCIAS

¹ W. T. Cardwell, Jr., y R. L. Parsons, "Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands", *Trans. AIME* (1945), 160, 34.

² J. Law, "A Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs", *Trans. AIME* (1948), 174, 165.

³ N. L. Carr, R. Kobayashi y D. B. Burrows, "Viscosity of Hydrocarbon Gases under Pressure", *Trans. AIME* (1954), 201, 264.

⁴ C. Beal, "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures", *Trans. AIME* (1946), 165, 94.

⁵ A. S. Trube, "Compressibility of Natural Gases", *Trans. AIME* (1957), 210, 61.

⁶ I. Fatt y D. H. Davis, "Reduction in Permeability with Overburden Pressure", *Trans. AIME* (1952), 195, 329.

⁷ L. J. Klinkenberg, "Permeability of Porous Media to Liquids and Gases", *Drilling and Production Practice*, API (1941), p. 200.

⁸ E. R. Brownscombe y F. Collins, "Pressure Distribution in Unsaturated Oil Reservoirs", *Trans. AIME* (1950), 189, 371.

⁹ A. Schild, "A Theory for the Effect of Heating Oil Producing Wells", *Trans. AIME* (1957), 210, 1.

¹⁰ J. M. McDowell y M. Muskat, "Effect on Well Productivity of Formation Penetration beyond Perforated Casing", *Trans. AIME* (1950), 189, 309.

¹¹ M. G. Arthur, "Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sands", *Trans. AIME* (1944), 155, 184.

¹² M. Muskat, *Physical Principles of Oil Production* (New York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1949), pp. 226-236.

- ¹³ T. M. Garland, W. C. Elliott, Jr., Pat Dolan y R. P. Dobyns, "Effects of Hydraulic Fracturing Upon Oil Recovery From the Strawn and Cisco Formations in North Texas", Bureau of Mines R. I. 5371, U. S. Dept. of Int., november 1957.
- ¹⁴ R. L. Perrine, "Well Productivity Increase from Drain Holes as Measured by Model Studies", *Trans. AIME* (1955), 204, 30.
- ¹⁵ J. J. Arps y A. E. Smith, "Practical Use of Bottom-hole Pressure Buildup Curves", *Drilling and Production Practice*, API (1949), p. 155.
- ¹⁶ *Tables of Sine, Cosine, and Exponential Integrals*, Vols. I and II, Federal Works Agency, WPA for the city of New York, sponsored by U. S. National Bureau of Standards. Se consigue de Supt. of Documents, Washington 25, D. C.
- ¹⁷ R. G. Nisle, "How to Use the Exponential Integral", *The Petroleum Engineer*, august 1956, p. B-171.
- ¹⁸ R. C. Craze y J. W. Glanville, *Well Spacing*, Humble Oil and Refining Co., Houston, Texas, sept. 1955, p. 40.
- ¹⁹ D. R. Horner, "Pressure Build-up in Wells", *Proceedings of Third World Petroleum Congress*, Section III (1951), p. 503.
- ²⁰ A. F. van Everdingen, "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", *Trans. AIME* (1953), 198, 171.
- ²¹ Mid-Continent District Study Committee on Completion Practices, "Selection and Evaluation of Well Completion Methods", *Drilling and Production Practice*, API (1955), p. 421. (Also published as API Bul. D-6).
- ²² G. B. Thomas, "Analysis of Pressure Build-up Data", *Trans. AIME* (1953), 198, 125.
- ²³ M. F. Hawkins, "A Note on the Skin Effect", *Trans. AIME* (1956), 207, 356.
- ²⁴ C. Gatlin, "Cause, Prevention, Evaluation and Cure of Formation Damage", *The Petroleum Engineer*, november 1957, p. B-102.
- ²⁵ R. L. Perrine, "Analysis of Pressure Build-up Curves", *Drilling and Production Practice*, API (1956), p. 482.
- ²⁶ J. R. Elenbaas y D. L. Katz, "A Radial Turbulent Flow Formula", *Trans. AIME* (1948), 174, 25.
- ²⁷ D. T. MacRoberts, "Effects of Transient Conditions in Gas Reservoirs", *Trans. AIME* (1949), 186, 36.
- ²⁸ M. H. Cullender, "The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells", *Trans. AIME* (1955), 204, 137.
- ²⁹ J. S. Aronofsky y R. Jenkins, "A Simplified Analysis of Unsteady Radial Gas Flow", *Trans. AIME* (1954), 201, 149.
- ³⁰ J. Chew y C. A. Connally, Jr., "A Viscosity Correlaiton for Gas-Saturated Crude Oils", presentado ante la Society of Petroleum Engineers of AIME en la reunión anual en Houston, Texas, october 1958.

VII. DESPLAZAMIENTO DE PETROLEO Y GAS

1. PERMEABILIDAD RELATIVA

Excepto para gases a presiones bajas (ver capítulo 6, sec. 9), la permeabilidad de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pasa a través de ella, *siempre y cuando el fluido sature el 100 por 100 el espacio poroso de la roca*. La permeabilidad a una saturación de 100 por 100 de un fluido homogéneo se denomina *permeabilidad absoluta* de la roca. Si a través de un núcleo de 2,0 cm² de sección transversal y 3,20 cm de longitud fluye salmuera de 1,0 cp a una rata de 0,50 cm³ por segundo bajo una presión diferencial de 2,0 atm, su permeabilidad absoluta es

$$k = \frac{q_{\mu} L}{A \Delta p} = \frac{0,5 \times 1,0 \times 3,0}{2,0 \times 2,0} = 0,375 \text{ darcy}$$

Si se reemplaza la salmuera por un petróleo de 3,0 cp de viscosidad, la rata de flujo del petróleo es de 0,167 cm³/seg, bajo la misma presión diferencial, y la permeabilidad *absoluta* es de

$$k = \frac{q_{\mu} L}{A \Delta p} = \frac{0,167 \times 3,0 \times 3,0}{2,0 \times 2,0} = 0,375 \text{ darcy}$$

Si se mantiene una saturación de agua en el núcleo de 70 por 100 ($S_w=70$ por 100) y de 30 por 100 de petróleo ($S_o=30$ por 100), a estas saturaciones y sólo a éstas, el flujo de salmuera bajo la misma presión diferencial es 0,30 cm³ por segundo y el de petróleo de 0,02 cm³ por segundo. Por tanto, la *permeabilidad efectiva* al agua es

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta p} = \frac{0,3 \times 1,0 \times 3,0}{2,0 \times 2,0} = 0,225 \text{ darcy}$$

mientras que la *permeabilidad efectiva* al petróleo es

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta p} = \frac{0,3 \times 3,0 \times 3,0}{2,0 \times 2,0} = 0,045 \text{ darcy}$$

De lo anterior puede deducirse que la *permeabilidad efectiva* de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor de 100 por 100. Del caso anterior puede observarse que la *suma* de las *permeabilidades efectivas*, es decir, 0,270 darcys, siempre es menor que la permeabilidad absoluta, 0,375 darcys.

Si dos fluidos están presentes, tal como petróleo y agua, sus *ratas relativas* de flujo se determinan por sus viscosidades *relativas* y sus permeabilidades *relativas*. *Permeabilidad relativa* es la razón de la *permeabilidad efectiva* a la *permeabilidad absoluta*. En el ejemplo anterior, las permeabilidades relativas al agua y al petróleo son,

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = \frac{0,225}{0,375} = 0,60$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} = \frac{0,045}{0,375} = 0,12$$

La razón fluyente agua-petróleo depende de la *razón de viscosidades* y de la *razón de permeabilidades efectivas*, es decir, de la *razón de movilidades*, o

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{\frac{k_w A \Delta p}{\mu_w L}}{\frac{k_o A \Delta p}{\mu_o L}} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M$$

Para el caso anterior

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{0,225 \times 3,0}{0,045 \times 1,0} = 15$$

A una saturación del 70 por 100 de agua y 30 por 100 de petróleo, la *rata* de flujo del agua es *15 veces* la *rata* de flujo del petróleo. En los cálculos anteriores las permeabilidades relativas pueden substituirse por las permeabilidades efectivas, ya que la razón de permeabilidades relativas, k_{rw}/k_{ro} , es igual a la razón de las permeabilidades

efectivas, k_w/k_o . Es más frecuentemente usado el término *razón de permeabilidades relativas*. Para el caso anterior,

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{k_w/k}{k_o/k} = \frac{k_w}{k_o} = \frac{0,225}{0,045} = \frac{0,60}{0,12} = 5,0$$

La rata de flujo del agua es 15 veces la rata de flujo del petróleo, debido a una razón de viscosidad de 3, y a una razón de permeabilidades relativas de 5, ambos factores favorecen el flujo de agua. Mientras que la *razón de permeabilidades relativas* varía con la razón de las saturaciones de agua y petróleo, 70/30 ó 2,33 para este ejemplo, *desafortunadamente* la relación dista mucho de ser una proporcionalidad directa.

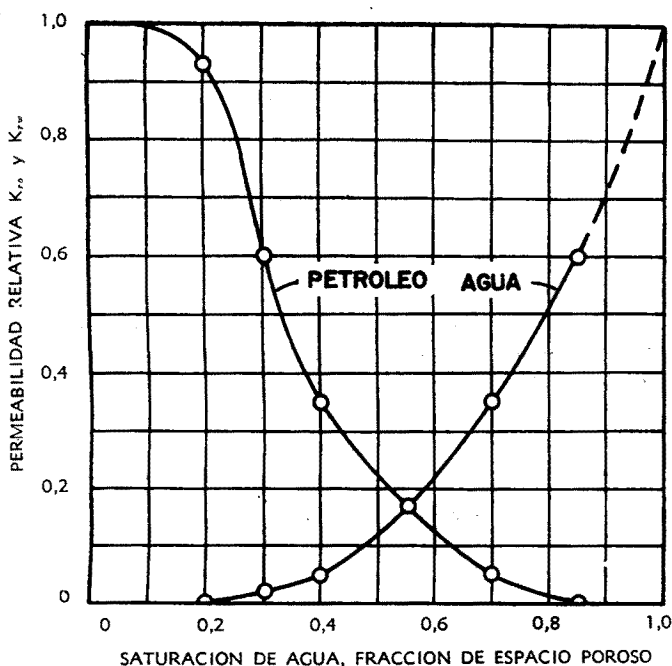


FIG. 7.1.—Curvas de permeabilidades relativas al petróleo y al agua.

La figura 7.1 muestra un gráfico típico de curvas de permeabilidades relativas de agua y petróleo, para una roca determinada, en función de la saturación del agua. Comenzando con una saturación del 100 por 100 de agua, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85 por 100 (un aumento de 15 por 100 en la saturación de petróleo) reduce fuertemente la permeabilidad relativa

al agua de 100 por 100 a 60 por 100; en cambio, a la saturación de 15 por 100 de petróleo, la permeabilidad relativa al petróleo es prácticamente cero. Este valor de saturación de petróleo, 15 por 100 en el citado caso, se denomina saturación crítica, o sea la saturación a que el petróleo comienza a fluir a medida que la saturación de petróleo aumenta. También se denomina saturación residual de petróleo al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-petróleo. Esto explica el por qué la recuperación de petróleo por empuje hidrostático es menor del 100 por 100. En esta roca, si la saturación inicial de agua connata es del 20 por 100, la recuperación de la parte invadida del yacimiento por intrusión de agua a alta presión es

$$\text{Recuperación} = \frac{\text{inicial-final}}{\text{inicial}} = \frac{0,80 - 0,15}{0,80} = 81 \text{ por ciento}$$

Experimentos indican que se obtienen prácticamente las mismas curvas de permeabilidad relativa, tanto para un sistema gas-agua, como para uno de petróleo-agua, lo que implica que las saturaciones crítica o residual del gas serán las mismas que para el petróleo. También se ha observado que si el petróleo y gas libre están presentes, la saturación residual de *hidrocarburos* (petróleo y gas) será aproximadamente la misma, 15 por 100 en este caso. Supóngase, luego, que la roca es invadida por agua a una presión por debajo de la presión de saturación de manera que esté presente gas libre. Por ejemplo, si la saturación residual de gas libre detrás del frente de inundación es del 10 por 100, la saturación residual de petróleo es del 5 por 100, y sin considerar pequeños cambios en los factores volumétricos del petróleo, la recuperación aumenta a

$$\text{Recuperación} = \frac{0,80 - 0,05}{0,80} = 94 \text{ por ciento}$$

Volviendo a la figura 7.1, a medida que la saturación de agua continúa disminuyendo, la permeabilidad relativa al agua también continúa disminuyendo, en tanto que la permeabilidad relativa al petróleo aumenta. A una saturación de agua del 20 por 100, el agua connata es inmóvil y la permeabilidad relativa al petróleo es bastante alta. Esto explica por qué algunas rocas pueden tener saturaciones de agua de 50 por 100 o más y aun producir petróleo limpio (sin agua). La mayoría de las rocas de yacimiento están con preferencia humectadas por agua, es decir, que la fase de agua y no la de petróleo se halla contigua a las paredes de los espacios porosos. Por consiguiente, a la saturación del 20 por 100, el agua ocupa las partes

menos favorables de los espacios porosos, en forma de capas delgadas alrededor de los granos de arena, como capas delgadas sobre las paredes de las cavidades de los poros y en las grietas pequeñas y capilares. El *petróleo* que ocupa el 80 por 100 del espacio poroso se encuentra en las partes más favorables de los espacios porosos, indicado por una permeabilidad relativa del 93 por 100. Las curvas indican, además, que cerca del 10 por 100 del espacio poroso no contribuye en nada a la permeabilidad, ya que a una saturación de agua del 10 por 100, la permeabilidad relativa al petróleo es prácticamente 100 por 100. Inversamente, en el extremo opuesto de las curvas, el 15 por 100 del espacio poroso contribuye al 40 por 100 de la permeabilidad, ya que cuando la saturación de petróleo aumenta de cero al 15 por 100, la permeabilidad relativa al agua se reduce de 100 por 100 a 60 por 100.

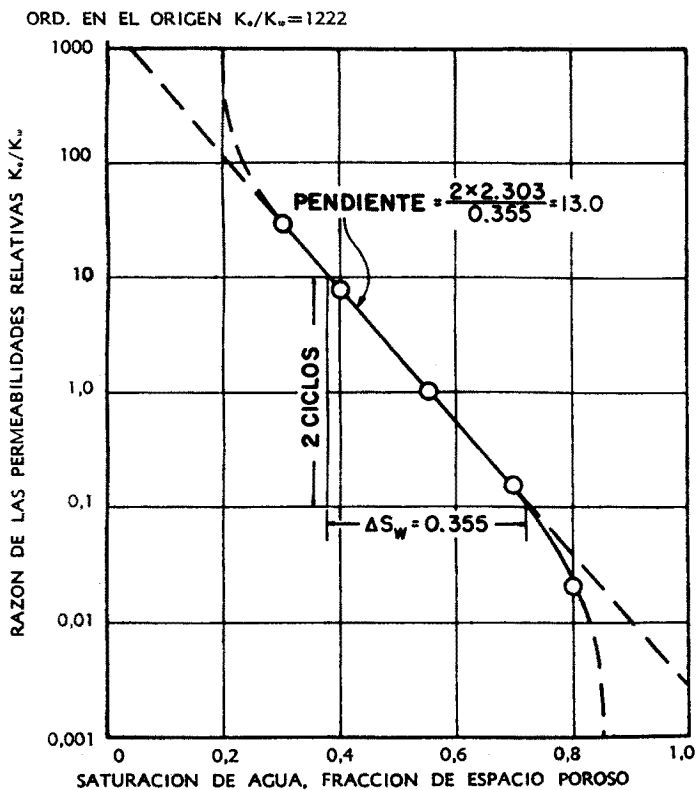


FIG. 7.2.—Gráfico de la razón de permeabilidad relativas como función de saturación de agua en papel semilogarítmico.

En la descripción matemática de flujo bifásico o de dos fases, la razón de permeabilidades relativas siempre entra en las ecuaciones. La figura 7.2 presenta un gráfico entre la razón de las permeabilidades relativas, k_{ro}/k_{rw} , y saturación de agua para los mismos datos de la figura 7.1. Debido a las altas variaciones en los valores k_o/k_w , la razón de permeabilidades relativas generalmente se registra en la escala logarítmica del papel semilogarítmico. Como muchas curvas de la razón de permeabilidades relativas, la parte central o principal de la curva no es completamente lineal. Siendo una línea recta en papel semilogarítmico, la razón de permeabilidades relativas puede expresarse en función de la saturación de agua por medio de

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = ae^{-bS_w} \quad (7.1)$$

Las constantes a y b pueden determinarse a partir del gráfico indicado en la figura 7.2, o también de ecuaciones simultáneas. Para $S_w=0,30$, $k_o/k_w=25$, y a $S_w=0,70$, $k_o/k_w=0,14$. Luego,

$$25 = ae^{-0,30b} \quad \text{y} \quad 0,14 = ae^{-0,70b}$$

Resolviendo simultáneamente, la ordenada en el origen a es 1220 y la pendiente b es 13,0. La Ec. (7.1) indica que la razón de las permeabilidades relativas de una roca es sólo función de las saturaciones relativas de los fluidos presentes. Aunque es cierto que las

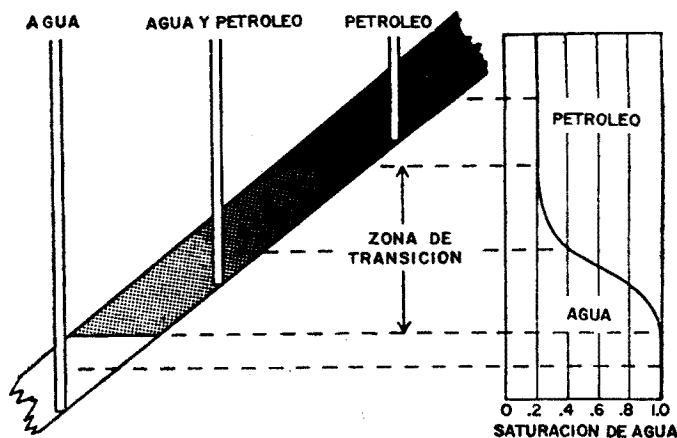


FIG. 7.3.—Esquema que muestra la variación en las saturaciones de petróleo y agua en la zona de transición.

viscosidades, tensiones interfaciales y otros factores afectan parcialmente la razón de las permeabilidades relativas, para una roca dada, es más que todo función de las saturaciones de fluidos.

En muchas rocas existe una zona de transición entre las zonas de agua y de petróleo. En la propia zona de agua la saturación de agua es 100 por 100, aunque en algunos yacimientos se puede encontrar una pequeña saturación de petróleo a una distancia considerable por debajo del contacto agua-petróleo. En la zona de petróleo generalmente existe agua connata, esencialmente inmóvil. En el ejemplo considerado, la saturación de agua es 20 por 100 y de petróleo 80 por 100. Se produce sólo agua de un pozo terminado en la propia zona de agua y sólo petróleo de la propia zona de petróleo. En la *zona de transición*, figura 7.3, se produce petróleo y agua, y la fracción o porcentaje de agua depende de las saturaciones de petróleo y agua en el lugar de la terminación. Si el pozo de la figura 7.3 se termina en una arena uniforme, donde $S_o=60$ por 100 y $S_w=40$ por 100, se puede calcular la *fracción de agua a condiciones atmosféricas* por medio de la Ec. (6.24) en la siguiente forma:

$$q_w = \frac{7,08 \ k_w h (p_e - p_w)}{\mu_w B_w \ln (r_e/r_w)}$$

$$q_o = \frac{7,08 \ k_o h (p_e - p_w)}{\mu_o B_o \ln (r_e/r_o)}$$

q_w y q_o se expresan a condiciones de superficie. Luego, ya que la fracción de producción de agua, f_w , es $q_w/(q_w+q_o)$ se tiene

$$f_w = \frac{k_w/(\mu_w B_w)}{k_w/(\mu_w B_w) + k_o/(\mu_o B_o)} \quad (7.2)$$

$$= \frac{1}{1 + \frac{k_o}{k_w} \times \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{B_w}{B_o}}$$

De la figura 7.2 a $S_w=0,40$, $k_o/k_w=8,0$. Si $B_o=1,123$ bl/BF y $B_w=1,00$; $\mu_w=1,0$ cp y $\mu_o=3,0$ cp,

$$f_w = \frac{1}{1 + 8,0 \times \frac{1,0}{3,0} \times \frac{1,0}{1,25}} = 0,32$$

Por lo tanto, un pozo terminado en esta zona de transición, donde $S_w=0,40$, producirá inicialmente 32 por 100 de agua.

A veces se desea expresar la fracción de producción de agua en función del volumen a condiciones del yacimiento; en este caso la Ec. (7.2) se convierte en

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o}{k_w} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (7.3)$$

Como k_o/k_w es función de la saturación, se puede substituir la Ec. (7.1) en la Ec. (7.3) para obtener

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{-b S_w}} \quad (7.4)$$

Debe observarse el uso del mismo símbolo para el flujo fraccional de agua y para el porcentaje de producción de agua a condiciones de superficie o del yacimiento. Esto no quiere decir que puedan usarse indistintamente.

2. MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE BUCKLEY-LEVERETT

El desplazamiento de petróleo por agua en una roca es similar al desplazamiento de un fluido en un cilindro por un pistón con escapes. Buckley y Leverett*¹ desarrollaron una teoría de desplazamiento, presentada a continuación, basada en el concepto de permeabilidad relativa.

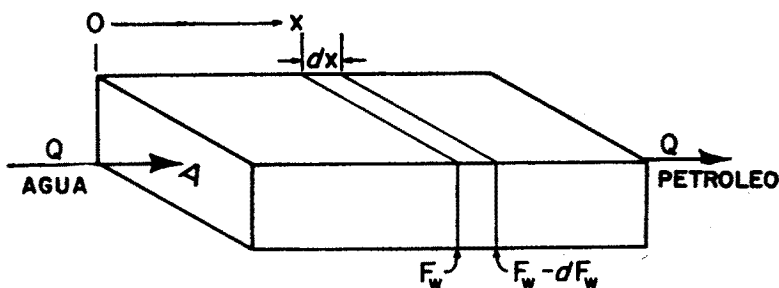


FIG. 7.4.

Considérese una capa lineal con petróleo y agua como lo indica la figura 7.4. Sea q la rata total de flujo, la misma en todas las

* Las referencias citadas a través del libro se encuentran al final de cada capítulo.

secciones transversales y, para la presente discusión, despréciense las fuerzas capilares y gravitacionales existentes. Sea S_w la saturación de agua en cualquier elemento a un tiempo t (días). Considerando un desplazamiento de petróleo del elemento, la saturación de agua al tiempo $(t+dt)$ será (S_w+dS_w) . Si ϕ es la porosidad total fraccional, A es la sección transversal en pies cuadrados y dx el espesor del elemento en pies, la rata de aumento de agua, en barriles por día, en el elemento al tiempo t es

$$\frac{dW}{dt} = \frac{\phi A \, dx}{5,615} \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x \quad (7.5)$$

El subíndice x en la derivada indica que esta derivada es diferente para cada elemento. Si f_w es la fracción de agua en el flujo total de q barriles por día, entonces $f_w \times q$ es la rata del agua que entra a la superficie del lado izquierdo del elemento dx . La saturación de petróleo en el lado derecho será ligeramente mayor de manera que la fracción de agua que fluye allí será ligeramente menor, o sea $f_w - df_w$. Por tanto, la rata del agua que sale del elemento es $(f_w - df_w)q$, y la rata neta de aumento en el elemento a un tiempo cualquiera es

$$\frac{dW}{dt} = (f_w - df_w)q - f_w \times q = -q \times df_w \quad (7.6)$$

Igualando las Ecs. (7.5) y (7.6)

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = - \frac{5,615 \, q}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right)_t \quad (7.7)$$

Para una roca dada, la fracción de agua f_w es sólo función de la saturación de agua S_w , como lo indica la Ec. (7.4), siempre y cuando las viscosidades del petróleo y de agua sean constantes. La saturación de agua, sin embargo, es función tanto del tiempo como de posición, x . Esto puede expresarse en la siguiente forma: $f_w = F(S_w)$ y $S_w = G(t, x)$. Luego

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x dt + \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t dx \quad (7.8)$$

Nos interesa determinar la rata de avance de un plano o frente de saturación constante, $(\partial x / \partial t)_{S_w}$, es decir, cuando S_w es constante.

Luego de la Ec. (7.8)

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{s_w} = -\frac{(\partial S_w/\partial t)_x}{(\partial S_w/\partial x)_t} \quad (7.9)$$

Substituyendo la Ec. (7.7) en Ec. (7.9)

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{s_w} = \frac{5,615 q}{\phi A} \frac{(\partial f_w/\partial x)_t}{(\partial S_w/\partial x)_t} \quad (7.10)$$

Pero

$$\frac{(\partial f_w/\partial x)_t}{(\partial S_w/\partial x)_t} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad (7.11)$$

Luego la Ec. (7.10) se convierte en

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{s_w} = \frac{5,615 q}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad (7.12)$$

Debido a que la porosidad, área y rata total de flujo son constantes y ya que para cualquier valor de S_w , la derivada $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ es una constante, la razón $\frac{dx}{dt}$ es constante. Por tanto, la distancia de avance de un plano de saturación constante S_w es directamente proporcional al tiempo y al valor de la derivada $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ a esa saturación,

$$x = \frac{5,615 qt}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{s_w} \quad (7.13)$$

Aplíquese ahora la Ec. (7.13) a un yacimiento con empuje hidrostático activo donde los pozos están localizados en hileras uniformes a lo largo de la dirección de la capa productora en un espaciamiento de 40 acres, como lo indica la figura 7.5. Esto puede considerarse un flujo lineal aproximado, y si la producción diaria de cada uno de los tres pozos localizados a lo largo del buzamiento es de 200 BF por día, la rata total de flujo q , a condiciones del yacimiento para un empuje hidrostático activo y un factor volumétrico de petróleo de 1,50 bl/BF será de 900 bl/día. El área de la sección transversal es

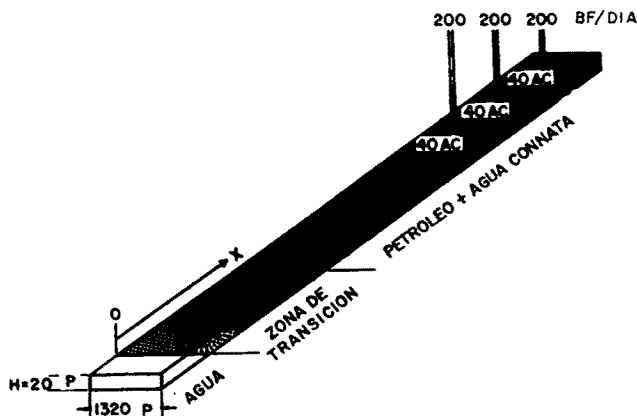


FIG. 7.5.

el producto del ancho, 1320 pies, y del espesor real de la formación, 20 pies. Si la porosidad es 25 por 100, la Ec. (7.13) se convierte en

$$x = \frac{5,615 \times 900 \times t}{0,25 \times 1320 \times 20} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

Considerando $x=0$ en el fondo de la zona de transición, como lo indica la figura 7.5, las distancias que avanzarán los diferentes frentes de saturación constante de agua, por ejemplo, en 60, 120 y 140 días, serán

$$\left. \begin{aligned} x_{60} &= 46 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \\ x_{120} &= 92 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \\ x_{240} &= 184 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \end{aligned} \right\} \quad (7.14)$$

El valor de la derivada $(\partial f_w / \partial S_w)$ puede obtenerse para cualquier valor de saturación de agua, S_w , del gráfico de f_w de la Ec. (7.3) como función de S_w y obteniendo de este gráfico las pendientes para valores de S_w . La figura 7.6 ilustra el procedimiento a una saturación de agua de 40 por 100, usando los datos de la razón de permeabilidades relativas de la tabla 7.1 y una razón de viscosidades agua-petróleo de 0,50. Por ejemplo, a $S_w = 0,40$, para $k_o/k_w = 5,50$ (tabla 7.1),

$$f_w = \frac{1}{1 + 0,50 \times 5,50} = 0,267$$

La pendiente obtenida gráficamente a $S_w=0,40$ y $f_w=0,267$ es 2,25, como lo muestra la figura 7.6.

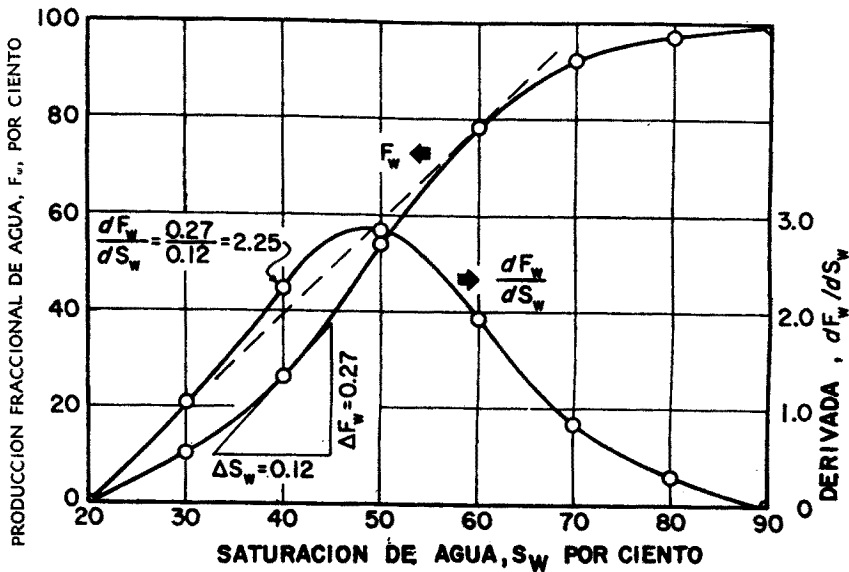


FIG. 7.6.

TABLA 7.1. Cálculos del avance frontal por el método de Buckley y Leverett

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
S_w	$\frac{k_o}{k_w}$	$\frac{\mu_w}{\mu_o} = 0,50$ Ec. (7.3)	$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ Ec. (7.15)	$46 \frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ (60 dfas) Ec. (7.14)	$92 \frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ (120 dfas) Ec. (7.14)	$184 \frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ (240 dfas) Ec. (7.14)
0,20	inf.	0,000	0,00	0	0	0
0,30	17,0	0,105	1,08	50	100	200
0,40	5,50	0,267	2,25	104	208	416
0,50	1,70	0,541	2,86	131	262	524
0,60	0,55	0,784	1,95	89	179	358
0,70	0,17	0,922	0,83	38	76	153
0,80	0,0055	0,973	0,30	14	28	55
0,90	0,000	1,000	0,00	0	0	0

La derivada ($\partial f_w / \partial S_w$) también puede obtenerse matemáticamente usando la Ec. (7.1) que expresa la relación entre la razón de permeabilidades relativas y la saturación de agua. Diferenciando la Ec. (7.4), se obtiene

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{(\mu_w/\mu_o)bae^{-bS_w}}{[1+(\mu_w/\mu_o)ae^{-bS_w}]^2} = \frac{(\mu_w/\mu_o)b(k_o/k_w)}{[1+(\mu_w/\mu_o)(k_o/k_w)]^2} \quad (7.15)$$

Usando los datos de k_o/k_w de la tabla 7.1, $a=540$ y $b=11,5$, y a una saturación, $S_w=0,40$, por ejemplo, la derivada $(\partial f_w/\partial S_w)$ de la Ec. (7.15) es

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{0,50 \times 11,5 \times 5,50}{[1+0,50 \times 5,50]^2} = 2,25$$

La figura 7.6 muestra un gráfico de la producción fraccional de agua, f_w , y la derivada $(\partial f_w/\partial S_w)$ en función de la saturación de agua, construido con datos de la tabla 7.1. La Ec. (7.15) se empleó para determinar los valores de la derivada. Como la Ec. (7.1) no se aplica para saturaciones de agua muy bajas o muy altas, se introducen errores por debajo del 30 por 100 y por encima del 80 por 100. Puesto que estas saturaciones extremas se encuentran en regiones de valores bajos de la derivada, el efecto general sobre el cálculo es pequeño.

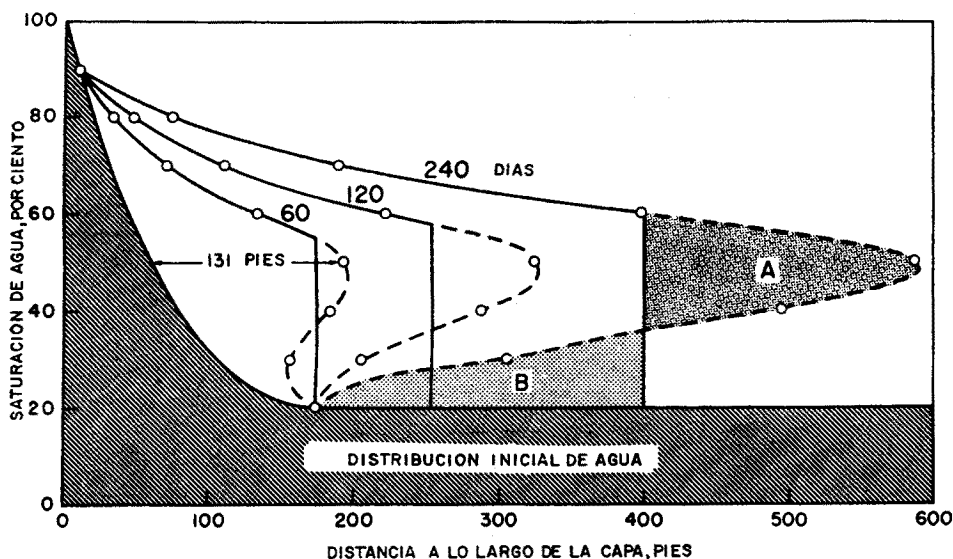


FIG. 7.7.—Distribuciones de fluidos a las condiciones iniciales y a 60, 120 y 240 días.

La curva interior de la figura 7.7 representa la distribución inicial de agua y petróleo en el sistema lineal de arena de la figura 7.5. Por encima de la zona de transición, la saturación de agua innata es constante con un valor del 20 por 100. Con las Ecs. (7.14) y los

valores de las derivadas, calculadas en tabla 7.1 y representadas en la figura 7.6, se construyen las curvas del *avance frontal* mostradas en la figura 7.7 para 60, 120 y 240 días. Por ejemplo, para una saturación de agua del 50 por 100, el valor de la derivada es 2,86; de manera que a los 60 días el frente de saturación de agua de 50 por 100 habrá avanzado una distancia obtenida por la Ec. (7.14), de

$$x = 46 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} = 46 \times 2,86 = 131 \text{ pies}$$

La distancia se dibuja en la forma indicada en la figura 7.7, junto con las demás distancias calculadas en la tabla 7.1 para otros valores de tiempo y otras saturaciones de agua. Estas curvas se caracterizan por sus valores dobles o triples de saturación para la misma distancia. Por ejemplo, la figura 7.7 indica que la saturación de agua después de 240 días a 400 pies, es 20, 36 y 60 por 100. Sin embargo, en la realidad, la saturación sólo puede tener un solo valor a un lugar y tiempo dados. Esta ambigüedad puede resolverse dibujando perpendiculares de manera que las áreas a la derecha (A) sean iguales a las áreas a la izquierda (B), como lo muestra la figura 7.7.

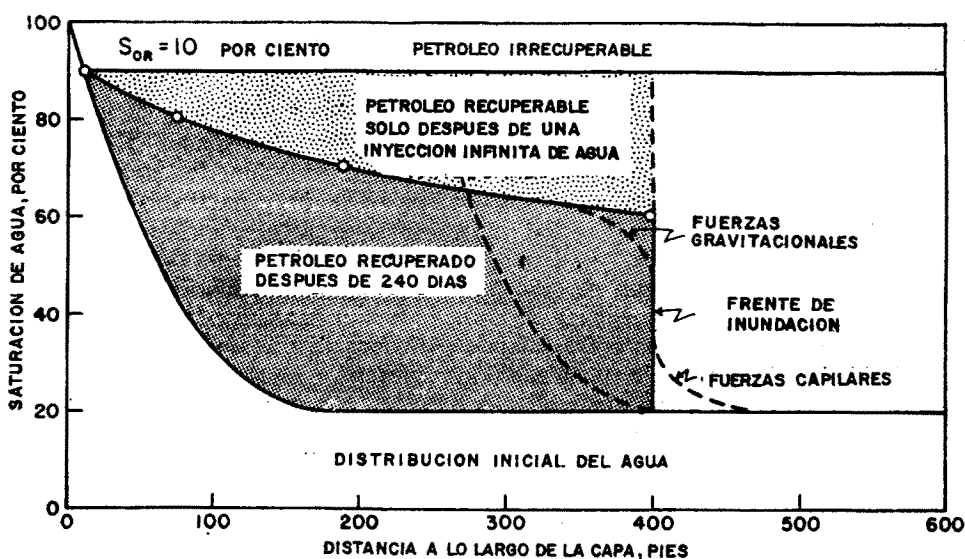


FIG. 7.8.

La figura 7.8 representa las distribuciones iniciales de agua y de petróleo en la unidad del yacimiento y también las distribuciones después de 240 días, suponiendo que el frente de inundación no haya alcanzado el pozo más bajo en la estructura. El área a la derecha del *frente de inundación* en la figura 7.8 comúnmente se denomina el *banco de petróleo*, y el área a la izquierda la *zona de arrastre*. El área por encima de la curva de 240 días y por debajo de la curva de saturación de agua de 90 por 100 representa el petróleo que aún puede recuperarse o *ser arrastrado* mediante el flujo de grandes volúmenes de agua a través de la zona de alta saturación de agua del yacimiento. El área por encima de la saturación de agua de 90 por 100 representa petróleo no recuperable, ya que la saturación crítica de petróleo es 10 por 100.

En esta representación del mecanismo de desplazamiento se ha asumido que las fuerzas capilares y gravitacionales son insignificantes. Estas dos fuerzas son responsables de la distribución inicial de petróleo y agua en el yacimiento y también afectan al frente perpendicular de inundación en la forma indicada en la figura 7.8. Si la producción cesa después de 240 días, la distribución petróleo-agua se aproximará a la distribución inicial, como lo muestra la curva de trazos en la figura 7.8.

La figura 7.8 también indica que un pozo en esta unidad del yacimiento producirá petróleo sin agua hasta que el frente de inundación se aproxime al pozo. De ahí en adelante, en un período de tiempo relativamente corto, la producción fraccional de agua aumentará rápidamente. Después sigue un período relativamente largo de producción en donde el porcentaje de producción de agua es alto, aumentando continuamente. Por ejemplo, inmediatamente detrás del frente de inundación a 240 días, la saturación de agua aumenta de 20 por 100 a 60 por 100, o sea que la producción fraccional de agua aumenta de cero a 78,4 por 100 (ver tabla 7.1). Debe tenerse en cuenta que cuando una formación productora consiste de dos o más estratos o formaciones delgadas de diferentes permeabilidades, las ratas de avance en los diferentes estratos serán proporcionales a sus permeabilidades y el efecto total consistirá de una combinación de los desplazamientos en cada uno de los estratos. El efecto de tal estratificación de permeabilidades se discutirá en la Sec. 7.

3. DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR GAS, CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL Y SIN ELLA

La discusión de la sección anterior también se aplica al desplazamiento de petróleo por empuje de gas; sin embargo, debido a las altas razones de las viscosidades petróleo-gas, μ_o/μ_g , y a las altas razones de permeabilidades relativas gas-petróleo, k_g/k_o , para bajas saturaciones de gas, la eficiencia del desplazamiento por gas generalmente es mucho menor que la eficiencia del desplazamiento por agua, a menos que el desplazamiento por gas esté acompañado por una segregación gravitacional considerable. Esta es básicamente la causa de bajas recuperaciones de yacimientos producidos por el mecanismo de empuje por gas en solución. El efecto de segregación gravitacional en yacimientos de petróleo con empuje hidrostático es de ordinario de mucha menor importancia, debido a mayores eficiencias de desplazamiento y a menores diferencias en las densidades petróleo-agua, mientras que lo contrario es generalmente cierto en sistemas gas-petróleo. Welge² demostró que generalmente se pueden omitir las fuerzas capilares en ambos casos, e introdujo un término gravitacional en la Ec. (7.3), como se verá en las próximas ecuaciones. Al igual que en los desplazamientos por agua, se asume un sistema lineal y también una presión constante de gas en el sistema, con el fin de usar una rata total de flujo constante y eliminar los cambios debidos a la densidad del gas, densidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo, etc. La Ec. (6.5) puede aplicarse a flujos de gas y de petróleo, asumiendo que el agua connata permanece inmóvil, de manera que la fracción de gas en el volumen fluente *en el yacimiento* es

$$f_g = \frac{v_g}{v_t} = \frac{-1,127 k_g}{\mu_g v_t} \left[\left(\frac{dp}{dx} \right)_o - 0,433 \rho_g \sin \alpha \right] \quad (7.16)$$

v_t es la velocidad total, e igual a la rata total de flujo q_t , dividida por el área de la sección transversal A . Sen α , donde α es el ángulo de buzamiento, ha substituido a $\cos \theta$ en la Ec. (6.5). La densidad del gas en el yacimiento, ρ_g , es relativa al agua, no al aire. Si se omiten las fuerzas capilares, como en el caso considerado, los gradientes de presión en las fases de petróleo y gas son iguales. La Ec. (6.5) puede resolverse para el gradiente de presión aplicándolo a la fase de petróleo, o

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_o = \left(\frac{dp}{dx} \right)_g = - \frac{v_o \mu_o}{1,127 k_o} + 0,433 \rho_o \sin \alpha \quad (7.17)$$

Substituyendo el gradiente de presión de la Ec. (7.17) en la Ec. (7.16),

$$f_g = -\frac{1,127 k_g}{\mu_g v_t} \left[-\frac{v_o \mu_o}{1,127 k_o} + 0,433 (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha \right] \quad (7.18)$$

Desarrollando y multiplicando los términos por $(k_o/k_g)(\mu_g/\mu_o)$,

$$f_g \left(\frac{k_o}{k_g} \times \frac{\mu_g}{\mu_o} \right) = \frac{v_o}{v_t} - \frac{0,488 k_o (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o v_t} \quad (7.19)$$

Pero v_o/v_t es la fracción de petróleo fluyente e igual a uno menos el gas fluyente $(1 - f_g)$; luego

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0,488 k_o (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o v_t} \right]}{1 + \frac{k_o}{k_g} \times \frac{\mu_g}{\mu_o}} \quad (7.20)$$

En el denominador de la Ec. (7.20) puede usarse la razón de permeabilidades relativas (k_{ro}/r_o) en vez de la razón de permeabilidades efectivas; sin embargo, la permeabilidad al petróleo, k_o , en el numerador es la permeabilidad *efectiva* y no puede reemplazarse por la permeabilidad relativa. Puede, sin embargo, reemplazarse por $(k_{ro} \times k)$, donde k es la permeabilidad absoluta. La velocidad total, v_t , es la rata total de flujo, q_t , dividida por el área de la sección transversal, A . Substituyendo estos equivalentes, la ecuación del flujo fraccional del gas con segregación gravitacional se convierte en

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0,488 k A (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o} \right] \times \frac{k_{ro}}{q_t}}{1 + \frac{k_o}{k_g} \times \frac{\mu_g}{\mu_o}} \quad (7.21)$$

Si las fuerzas gravitacionales son pequeñas, la Ec. (7.21) se reduce al tipo de ecuación de flujo fraccional, Ec. (7.3).

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{k_o}{k_g} \times \frac{\mu_g}{\mu_o}} \quad (7.22)$$

Aunque la Ec. (7.22) no está afectada por la rata de flujo, es decir, no depende de la rata total de flujo, la Ec. (7.21) incluye la veloci-

dad total de flujo, q/A , y por consiguiente es afectada por la rata total del flujo. Debido a que la rata total de flujo, q_t , se encuentra en el denominador del término gravitacional de la Ec. (7.21), los desplazamientos rápidos, es decir, altos valores de q_t/A , reducen la magnitud del término gravitacional, causando un aumento en la fracción del gas fluyente, f_g . Un valor alto de f_g implica baja eficiencia de desplazamiento. Por otra parte, si el término gravitacional es suficientemente alto, f_g puede ser cero, o incluso negativo, indicando contraflujo de gas y petróleo, es decir, flujo de gas buzamiento arriba y flujo de petróleo buzamiento abajo, resultando en una eficiencia máxima de desplazamiento. En el caso de una capa de gas situada sobre la mayor parte de la zona de petróleo, el drenaje es vertical y $\sin \alpha = 1.00$; además el área de la sección transversal será grande. Si la permeabilidad efectiva vertical, k_v , no se reduce a un nivel muy bajo debido a estratos de baja permeabilidad, el drenaje gravitacional aumentará considerablemente la recuperación.

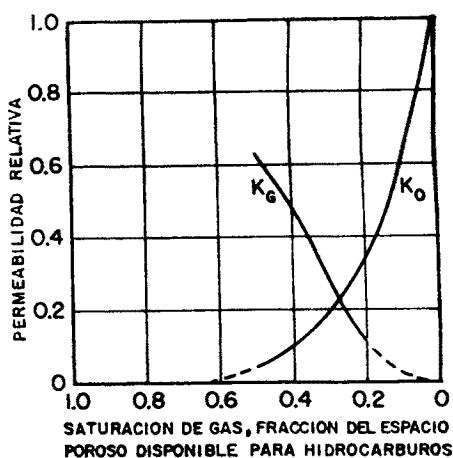


FIG. 7.9.—Permeabilidades relativas del yacimiento Mile Six Pool; Perú.

El uso de la Ec. (7.21) se ilustrará empleando los valores dados por Welge³ para el yacimiento Mile Six Pool del Perú, donde se aprovecharon las buenas características de segregación gravitacional para aumentar la recuperación. El mantenimiento de presión por inyección de gas se ha llevado a cabo desde 1933, reinyectando el gas producido y gas adicional en la capa de gas, logrando así mantener la presión del yacimiento en un intervalo de 200 lpc de su

valor inicial. La figura 7.9 muestra las características de permeabilidades relativas promedias de la roca del yacimiento. Como generalmente se hace con sistemas gas-petróleo, las saturaciones se expresan en porcentajes de la porosidad disponible para hidrocarburos, y el agua innata, siendo inmóvil, se considera parte de la roca. Los otros valores relacionados con la roca yacimiento y el fluido se encuentran en la tabla 7.2. Sustituyendo estos datos en la Ec. (7.21),

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0,488 \times 0,300 \times 1,237 \times 10^6 \times (0,78 - 0,08) \sin 17,5^\circ}{1,32} \right] \frac{k_{ro}}{11,466}}{1 + \frac{0,0134 k_o}{1,32 k_g}}$$

$$= \frac{1 - 2,50 k_{ro}}{1 + 0,0102 (k_o/k_g)} \quad (7.23)$$

Los valores de f_g han sido calculados en la tabla 7.2 para tres condiciones: a) ignorando segregación gravitacional, es decir, usando la Ec. (7.22); b) usando $2,50 k_{ro}$ como el término gravitacional en la Ec. (7.23) para el yacimiento Mile Six Pool, y c) usando $1,25 k_{ro}$ como término gravitacional, o sea la mitad del valor para el yacimiento Mile Six Pool. Los valores de f_g para estas tres condiciones se presentan dibujados en la figura 7.10. Los valores de f_g para las condiciones existentes en el yacimiento Mile Six Pool indican contraflujo de gas y petróleo, es decir, flujo de gas buzamiento arriba y de petróleo buzamiento abajo, en el intervalo de saturaciones comprendido entre una saturación crítica de gas asumida del 5 por 100 y una saturación alrededor del 17 por 100.

La distancia de avance de cualquier frente de saturación de gas para el yacimiento Mile Six Pool puede calcularse usando la Ec. (7.13), si se reemplaza al fluido desplazante, agua, por gas, o

$$x = \frac{5,615 q_i t}{\phi A} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g}$$

Luego, en 100 días,

$$x = \frac{5,615 \times 11,466 \times 100}{0,1625 \times 1,237,000} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g}$$

$$= 32 \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g} \quad (7.24)$$

Los valores de las derivadas $(\partial f_g / \partial S_g)$ dadas en la tabla 7.2 han sido determinados gráficamente de la figura 7.10. La figura 7.11

TABLA 7.2. Datos y cálculos del yacimiento Mile Six Pool

Permeabilidad específica promedio = 0,30 darcys	Grav. esp. del pet. del yac. = 0,78 (agua = 1,00)											
Porosidad promedio disponible para hidrocarburos = 0,1625	Grav. esp. del gas del yac. = 0,08 (agua = 1,00)											
Sat. promedio de agua connata = 0,35	Temperatura del yac. = 114 °F											
Ángulo promedio de buzamiento = 17° 30'	Presión promedio del yac. = 850 lpc											
Área promedio de la sección transversal = 1.237.000 p ²	Rata total promedio de flujo = 11.466 BPD											
Viscosidad del petróleo en el yac. = 1,32 cps	Factor volumétrico del pet. = 1,25 b/BF											
Viscosidad de gas del yac. = 0,0134 cp	Gas disuelto a 850 lpc = 400 PCS/BF											
	Factor de desviación del gas = 0,74											
S_o/k_o	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60
	inf.	38	8,80	3,10	1,40	0,72	0,364	0,210	0,118	0,072	0,024	0,00
Término gravitacional = 0												
$f_o/\partial f_o/\partial S_o$	0	0,720	0,918	0,969	0,986	0,993	0,996	0,998	0,990	1,00	1,00	1,00
$x=32 \partial f_o/\partial S_o$	...	7,40	1,20	0,60	0,30	...	...	...	...	...	...	...
	...	237	38	19	19	...	...	...	...	...	...	...
Término gravitacional = 2,50 x k _{ro}												
$K_{ro}^{2,50} \times k_{ro}$	0,77	0,59	0,44	0,34	0,26	0,19	0,14	0,10	0,065	0,040	0,018	0,00
$1-1,25 k_{ro}$	1,92	1,48	1,10	0,85	0,65	0,48	0,35	0,25	0,160	0,10	0,045	0,00
f_o	-0,92	-0,48	-0,10	0,15	0,35	0,52	0,65	0,75	0,84	0,90	0,955	1,00
$\partial f_o/\partial S_o$	0	-0,29	-0,092	0,145	0,345	0,516	0,647	0,749	0,840	0,900	0,955	1,00
$32 \partial f_o/\partial S_o$	...	3,30	4,40	4,30	3,60	3,00	2,50	1,95	1,60	1,20	0,80	...
	...	106	141	138	115	96	80	62	51	38	26	...
Término gravitacional = 1,25 x k _{ro}												
$1,25 k_{ro}$	0,96	0,74	0,55	0,425	0,325	0,240	0,175	0,125	0,080	0,050	0,023	0,00
$1-1,25 k_{ro}$	0,04	0,26	0,45	0,575	0,675	0,760	0,825	0,875	0,920	0,950	0,977	1,00
f_o	...	0,190	0,413	0,557	0,666	0,755	0,822	0,873	0,920	0,950	0,977	1,00
$\partial f_o/\partial S_o$	...	4,00	3,60	2,40	1,90	1,50	1,20	1,00	1,80	0,60	...	...
$32 \partial f_o/\partial S_o$	...	128	115	77	61	48	38	32	26	19	...	...

muestra los gráficos de la Ec. (7.24) para obtener las distribuciones gas-petróleo y la posición del frente de gas después de 100 días. La forma de las curvas no se altera para otro tiempo cualquiera. Por ejemplo, las distribuciones y frente a 1000 días, pueden obtenerse simplemente cambiando la escala del eje de distancia por un factor de 10.

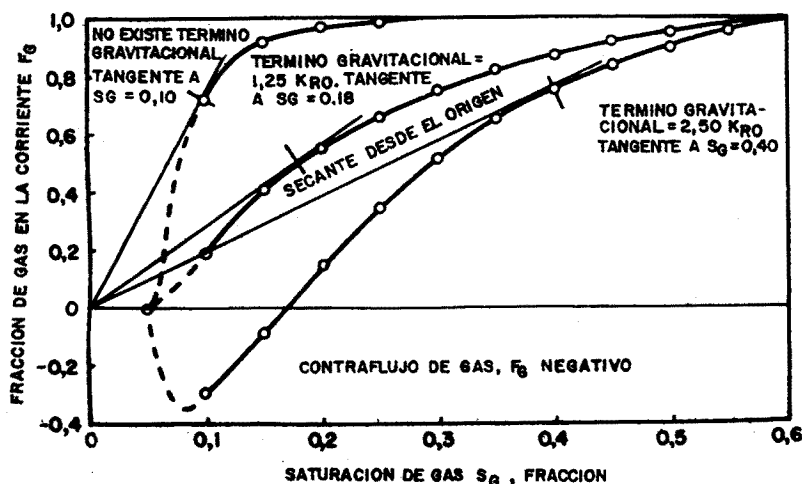


FIG. 7.10.—Fracción de gas en la corriente a condiciones del yacimiento para el yacimiento Mile Six Pool; Perú.

Welge² mostró que la posición del frente puede obtenerse dibujando una secante a partir del origen, como lo muestra la figura 7.10. Por ejemplo, la secante es tangente a la curva inferior a una saturación de gas de 40 por 100. Como se indica en la figura 7.11, el frente puede encontrarse dibujando una perpendicular a la saturación de 40 por 100. Esto equivale a un balance de las áreas de la curva en forma de S, hecho anteriormente por tanteo en la figura 7.7 para el desplazamiento por agua. En el caso del desplazamiento por agua, la secante debe trazarse no desde el origen, sino a partir de la saturación de agua connata, como lo indica la línea interrumpida en la figura 7.6. Esta línea es tangente a la saturación de agua de 60 por 100. De acuerdo a la figura 7.7 el frente a los 240 días ocurre a una saturación de agua de 60 por 100. Debido a la presencia de una zona de transición inicial, los frentes a 60 y 120 días se presentan con saturaciones de agua ligeramente inferiores.

La figura 7.11 muestra claramente la eficiencia mucho mayor de desplazamiento con segregación gravitacional que sin ella. Como la permeabilidad al petróleo es *prácticamente* cero a una saturación

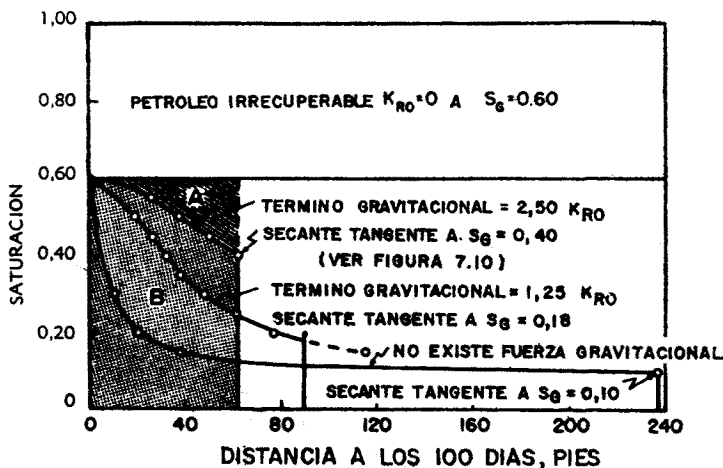


FIG. 7.11.—Distribución de fluidos en el yacimiento Mile Six Pool a los cien días de inyección.

de gas de 60 por 100, la máxima recuperación por desplazamiento de gas y drenaje gravitacional es 60 por 100 del petróleo inicial "in situ". En realidad, aún persiste cierta permeabilidad al petróleo a saturaciones muy bajas de petróleo, lo que explica el por qué en algunos campos después de agotarse la presión se puede continuar produciendo a ratas muy bajas por períodos largos. La eficiencia de desplazamiento puede calcularse a partir de la figura 7.11 midiendo las áreas. Por ejemplo, la eficiencia de desplazamiento del yacimiento Mile Six Pool con segregación gravitacional completa es mayor de

$$\text{Recuperación} = \frac{\text{Area B}}{\text{Area A} + \text{Area B}} = \frac{32,5}{4,7 + 32,5} = 0,874 \text{ ó } 87,4 \text{ por ciento}$$

Si la recuperación gravitacional fuese sólo la mitad de efectiva, la recuperación sería alrededor del 60 por 100; y sin segregación gravitacional, la recuperación sería sólo de 24 por 100. Estas recuperaciones se expresan en porcentajes del petróleo recuperable. En términos del petróleo inicial en el yacimiento, las recuperaciones son apenas un 60 por 100, o 52,4, 36,0 y 14,4 por 100, respectivamente. Welge³, Shreve y Welch³, Kern⁴ y otros han empleado los conceptos discutidos aquí en las predicciones de razones gas-petróleo, ratas de producción y recuperaciones cumulativas, incluyendo el estudio de producción de pozos detrás del frente de desplazamiento. Smith⁵ usa la magnitud del término gravitacional $[(k_o/\mu_o)(p_o - p_g)]$ sen α como un criterio para determinar los yacimientos donde la

TABLA 7.3. Datos reales sobre drenaje gravitacional
(Tomado de R. H. Smith⁵, excepto lo del yacimiento Mile Six Pool)

Campo y yacimiento	Viscosidad del petróleo, cp	Permeabilidad al petróleo, md	Movilidad del petróleo, md/cp	Angulo de buzamiento, grados	Diferencia en densidades, $\Delta\rho$	Término del drenaje gravita- cional, $k_o \times \frac{\mu_o}{\Delta\rho}$	Esesor de la form. produc- tora, p	Drenaje gravita- cional
Lakeview	17	2000	118	24	0,41	0,86	41	100
Lance Creek,	0,4	80	200	4,5	0,08	0,63	10	100
Sundance	1,3	1100	846	22	0,37	0,65	203	45
Oklahoma City	2,1	600	286	36	0,59	0,56	94	?
Kettleman, Temblor	0,8	72	90	30	0,50	0,57	26	80
West Coyote, Emery	1,45	28	19,3	17	0,29	0,61	3,4	75
San Miguelito, First Grubb	1,1	34	30,9	39	0,62	0,63	12	40
Huntington Beach, Lower Ashton	1,8	125	69	25	0,42	0,67	19	50
Ellwood, Vaqueros	1,5	250	167	32	0,53	0,69	61	120
San Ardo, Campbell	2000	4700	2,35	4	0,07	0,90	0,15	230
Wilmington, Upper Terminal Block V	12,6	284	22,5	4	0,07	0,84	1,32	40
Huntington Beach, Jones	40	600	15	11	0,19	0,87	2,5	40
Mile Six Pool, Peru	1,32	300	224	17,5	0,30	0,70	47	635

segregación gravitacional tiende a ser importante. Los datos de la tabla 7.3 indican que el término gravitacional debe ser mayor de 10, en las mismas unidades allí empleadas, para ser efectivo. Al inspeccionar la Ec. 7.21, sin embargo, se observa que la velocidad total de flujo (q_t/A) también es de suma importancia.

Una aplicación importante de la segregación gravitacional es la recuperación de petróleo en el tope o parte superior de la estructura, denominado "petróleo en el ático" * en yacimientos con empuje hidrostático activo y buenas características de segregación gravitacional. Cuando los pozos más altos en la estructura comienzan a producir agua se inyecta temporalmente gas a alta presión. El gas emigra buzamiento arriba y desplaza al petróleo buzamiento abajo donde puede producirse por el mismo pozo de inyección de gas. Naturalmente, el gas inyectado no se recupera.

Las discusiones y ejemplos anteriores indican que el agua *generalmente* es más eficiente que el gas en el desplazamiento de petróleo de rocas de yacimientos, debido principalmente: a) a que la viscosidad del agua es alrededor de 50 veces mayor que la viscosidad del gas, y b) el agua ocupa las partes menos conductoras de los espacios porosos, mientras que el gas las partes más conductoras. Por consiguiente, en desplazamientos por agua, el petróleo queda en las partes centrales y más conductoras de los espacios porosos, mientras que en desplazamiento por gas, éste invade y ocupa primeramente las partes más conductoras, dejando el petróleo y el agua en las partes menos conductoras. Lo expuesto sobre el desplazamiento por agua se cumple en rocas preferentemente *humectadas por agua* (hidrófilas), que constituyen la mayoría de las rocas de yacimientos. Cuando la roca está preferentemente humectada por petróleo (oleófila o hidrófoba), el agua desplazante invade primero las partes más conductoras, igual que el gas, resultando menores eficiencias de desplazamiento. En este caso, la eficiencia de desplazamiento por agua aún supera la del desplazamiento por gas, debido a la mayor viscosidad del agua comparada con la del gas.

En los desplazamientos discutidos en la sección anterior, la distribución de los fluidos (gas, petróleo y agua) en los espacios porosos a cualquier saturación de fluidos está controlada: a) por las características humectantes de la roca, es decir, si es hidrófila, oleófila o combinaciones de ambas, y b) por las tensiones superficiales o interfaciales entre las fases *inmiscibles* en las interfases gas-petróleo y agua-petróleo. En otras palabras, la humectabilidad y las tensiones

* Petróleo atrapado contra un domo de sal o un plano de falla por encima del pozo más alto en la estructura. (N. del T.)

interfaciales determinan las características de permeabilidades relativas de una roca de estructura porosa determinada. Los experimentos han demostrado que cuando los fluidos desplazado y desplazante son *miscibles*, la eficiencia del desplazamiento generalmente es mayor y a veces mucho mayor que cuando no son miscibles. Por ejemplo, en operaciones de reciclo de gas, donde el gas seco desplaza al gas húmedo, siendo los dos fluidos miscibles, no es raro encontrar eficiencias de desplazamiento entre 70 y 90 por 100.

En el laboratorio se han estudiado sistemas de fluidos miscibles para la recuperación de petróleo y se han comenzado pruebas en el campo. Offeringa y van der Poel⁶ estudiaron la recuperación de fluidos viscosos por desplazamiento con kerosene, seguida por desplazamiento con agua para recuperar la mayoría del kerosene. Whorton y Kieschnick⁷ descubrieron que bajo ciertas circunstancias, entre ellas, presiones por encima de 3000 lpc, se establece una zona de transición miscible continua entre el petróleo crudo y el gas inyectado, resultando en altas eficiencias de desplazamiento. Koch y Slobod⁸ estudiaron el uso de una porción de fluido entre el gas inyectado y el petróleo desplazado, miscible con el gas y el crudo. Bajo todos los aspectos de interés práctico resulta que cuando un fluido menos viscoso se usa para desplazar uno más viscoso, generalmente se presenta el problema de *acanalamiento digitado viscoso* del fluido de menor viscosidad en el de mayor viscosidad. Esto reduce, por supuesto, la eficiencia del desplazamiento. Los acanalamientos digitados viscosos ocurren en arenas o rocas de permeabilidad uniforme, y cuando, además, la permeabilidad no es uniforme o se presenta estratificación de permeabilidad, como se ve en la sección 7, la diferencia en las viscosidades de las fases desplazada y desplazante puede causar eficiencias muy bajas de desplazamiento. No obstante, en muchos casos parece ser práctico aprovechar el desplazamiento con fluidos miscibles para mejorar la recuperación de petróleo. Debe tenerse presente que los acanalamientos digitados viscosos y las variaciones de permeabilidad son de menor importancia en el caso de reciclo de gas, porque las viscosidades de los gases seco y húmedo son prácticamente iguales, y también por la mayor rata de difusión del gas húmedo dejado atrás hacia la corriente que la difusión con el petróleo crudo. Gardner⁹ dedujo ecuaciones para desplazamientos de fluidos miscibles similares a las de Buckley y Leverett para desplazamientos de fluidos inmiscibles.

4. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR EMPUJE INTERNO DE GAS (GAS EN SOLUCIÓN)

La producción de petróleo de yacimientos volumétricos y subsaturados se logra por dilatación de los fluidos en el yacimiento. La producción por encima de la presión del punto de burbujeo se debe a la dilatación del líquido (petróleo y agua connata) y a la compresibilidad de la roca (ver capítulo 3, sección 11). Por debajo del punto de burbujeo se ignoran la expansión del agua connata y la compresibilidad de la roca, y puesto que la fase de petróleo se contrae debido a la liberación de gas en solución, la producción se debe a la expansión de la fase gaseosa. Cuando la saturación de gas alcanza su valor crítico, comienza a fluir gas libre. A saturaciones de gas bastante bajas, la movilidad del gas, k_{rg}/μ_o , es alta, y la del petróleo, k_o/μ_o , baja, obteniéndose razones gas-petróleo altas y recuperaciones de petróleo bajas, generalmente alrededor del 5 al 25 por 100.

Debido a que el gas se encuentra en solución en el petróleo, es decir, dentro del petróleo, el método descrito en la sección anterior para el desplazamiento de petróleo por empuje externo de gas no es aplicable. Además, en el desplazamiento externo se asume una presión constante de manera que las viscosidades de gas y de petróleo y los factores volumétricos permanecen constantes durante el desplazamiento. En el empuje interno de gas (gas en solución) la presión cae a medida que la producción avanza y las viscosidades y factores volumétricos del petróleo y del gas cambian continuamente, complicando aún más el mecanismo.

Debido a la complejidad de los mecanismos de empuje interno de gas, deben hacerse varias suposiciones para mantener las expresiones matemáticas razonablemente simples. Generalmente se hacen las siguientes suposiciones, reduciendo la precisión de los métodos, aunque no en forma apreciable, en la mayoría de los casos:

a) Uniformidad del yacimiento a todo tiempo respecto a porosidad, saturaciones de fluidos y permeabilidades relativas. Los estudios han mostrado que las saturaciones de gas y de petróleo alrededor de los pozos son sorprendentemente uniformes en todas las etapas de depleción.

b) Presión uniforme en el yacimiento, tanto en la zona de petróleo como en la de gas. Esto quiere decir que los factores volumétricos del gas y del petróleo, las viscosidades del gas y del petróleo y el gas disuelto serán los mismos a través del yacimiento.

c) Las fuerzas de segregación gravitacional son despreciables.

d) A todo tiempo se mantiene equilibrio entre las fases de gas y de petróleo.

e) El mecanismo de liberación del gas que existe en el yacimiento es el empleado en determinar las propiedades de los fluidos.

f) No ocurre intrusión de agua y la producción es insignificante.

En la literatura se encuentran dos métodos para pronosticar el comportamiento de yacimientos con empuje interno de gas, a partir de las propiedades de la roca del yacimiento y de los fluidos: a) el método de Muskat¹⁰, y b) el método de Tarner¹¹. Ambos métodos relacionan la disminución de la presión, recuperación de petróleo y razón gas-petróleo instantánea. El tiempo no influye en yacimientos con empuje interno de gas, debido a que no ocurre intrusión de agua ni segregación gravitacional. La historia (tiempo) debe obtenerse de las reservas y ratas de producción, que dependen del prorrateo, de la capacidad productora de los pozos o de ambas (ver capítulo 6, sección 14).

Debe recordarse que la ecuación de balance de materiales puede emplearse para pronosticar el comportamiento de yacimientos volumétricos por encima de la presión en donde el gas comienza a fluir. En el estudio del campo de Kelly y Snyder (capítulo 3, sección 6), por ejemplo, se asumió la razón gas-petróleo de producción o instantánea igual a la razón gas disuelto-petróleo hasta la presión en que la saturación de gas alcanzó 10 por 100, saturación crítica de gas asumida para dicho yacimiento. Por debajo de esta presión, es decir, a saturaciones de gas mayores, el gas y el petróleo fluyen a los pozos, estando sus ratas relativas controladas por sus viscosidades, que varían con la presión, y por sus permeabilidades relativas, que varían con sus saturaciones. Por consiguiente, no es sorprendente que se combine el principio de balance de materiales (estado estático) con la ecuación de la razón gas-petróleo de producción (estado dinámico) para pronosticar el comportamiento a presiones donde la saturación de gas excede el valor crítico.

En el método de Muskat, los valores de las variables que afectan las producciones de gas y petróleo, y los valores de las ratas de variación de estas variables con presión, se evalúan a cualquier etapa de disminución de la presión. Asumiendo la validez de estos valores para una caída pequeña de presión se puede calcular la producción incremental de petróleo y gas para dicha caída de presión. Las variables se calculan nuevamente a la presión inferior y el proceso se continúa hasta la presión de abandono. Para deducir la ecuación de Muskat, sea V_p el volumen poroso del yacimiento en barriles. Luego, los barriles fiscales de petróleo *remanente* N_r , a cualquier presión se obtienen de

$$N_r = \frac{S_o V_p}{B_o} \text{ barriles fiscales} \quad (7.25)$$

Diferenciando con respecto a presión,

$$\frac{dN_r}{dp} = V_p \left(\frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right) \quad (7.26)$$

El gas *remanente* en el yacimiento, tanto libre como disuelto, a la misma presión, en pies cúbicos normales, es

$$G_r = \frac{R_s V_p S_o}{B_o} + (1 - S_o - S_w) B_g V_p \quad (7.27)$$

Diferenciado con respecto a presión,

$$\frac{dG_r}{dp} = V_p \left[\frac{R_s}{B_o} \frac{dS_o}{dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{R_s S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + (1 - S_o - S_w) \frac{dB_g}{dp} - \frac{B_g dS_o}{dp} \right] \quad (7.28)$$

Si la presión del yacimiento disminuye en la proporción dp/dt , la razón gas-petróleo de producción o actual a esta presión, es

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\Delta G_r}{\Delta N_r} = \frac{\Delta G_r / \Delta p}{\Delta N_r / \Delta p} = \frac{dG_r / dp}{dN_r / dp} \quad (7.29)$$

Substituyendo las Ecs. (7.26) y (7.28) en la Ec. (7.29),

$$R = \frac{\frac{R_s dS_o}{B_o dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{R_s S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + (1 - S_o - S_w) \frac{dB_g}{dp} - B_g \frac{dS_o}{dp}}{\frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp}} \quad (7.30)$$

La Ec. (7.30) es una expresión de balance de materiales en forma diferencial para yacimientos volumétricos y subsaturados. Integrándola se obtiene una forma más familiar de la ecuación de balance de materiales, Ec. (3.13). También se puede obtener la razón gas-petróleo de producción a partir de las ecuaciones de flujo de gas y petróleo. Expresando el flujo de gas, q_g , a la presión media del yacimiento y a la temperatura del yacimiento (ver Cap. 6, Prob. 6.61),

$$q_g = \frac{7.08 k_o h (p_e - p_w)}{\mu_g \ln (r_e / r_w)} \text{ bl res/día} \quad (7.31)$$

Análogamente, expresando el flujo de petróleo, q_o , en barriles a condiciones del yacimiento por día,

$$q_o = \frac{7.08 k_o h (p_e - p_w)}{\mu_o \ln (r_e / r_w)} \text{ bl res/día} \quad (7.32)$$

Por lo tanto, la razón gas-petróleo fluyente, q_g/q_o , expresada en condiciones atmosféricas en PCS/BF es

$$\left(\frac{q_g}{q_o}\right)_{sc} = \frac{q_g \times B_g}{q_o/B_o} = B_o B_g \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (7.33)$$

Las unidades de B_g son PCS/BF. Como la Ec. (7.31) se aplica sólo al gas *libre* fluyente y no al gas disuelto en el petróleo que fluye al pozo, se debe modificar la Ec. (7.33) agregando la razón gas disuelto-petróleo para obtener la razón gas-petróleo de producción en la superficie, R , en PCS/BF,

$$R = B_o B_g \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g} + R_s \quad (7.34)$$

Igualando las Ecs. (7.34) y (7.30) y resolviendo para dS_o/dp , se obtiene

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{\frac{S_o}{B_o B_g} \frac{dR_s}{dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{k_g}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dp} + (1 - S_o - S_w) \frac{1}{B_o} \frac{dB_g}{dp}}{1 + \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g}} \quad (7.35)$$

Para simplificar las operaciones con la Ec. (7.35), los términos del numerador, funciones sólo de presión, se agrupan bajo los símbolos $X(p)$, $Y(p)$ y $Z(p)$ en la siguiente forma:

$$X(p) = \frac{1}{B_o B_g} \frac{dR_s}{dp}; \quad Y(p) = \frac{1}{B_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dp}; \quad Z(p) = \frac{1}{B_o} \frac{dB_g}{dp} \quad (7.36)$$

B_g se expresa en unidades volumétricas a condiciones de superficie por unidades de volumen en el yacimiento, o sea, pies cúbicos normales por barril de yacimiento. Si se expresa en unidades recíprocas, o sea, barriles de yacimiento por pie cúbico normal, dB_g/dp será negativo y un signo negativo aparecerá en frente del tercer término en los numeradores de las Ecs. (7.35) y (7.37). Usando los símbolos de los grupos anteriores y expresando la Ec. (7.35) en forma incremental se obtiene

$$\Delta S_o = \Delta p \left[\frac{S_o X(p) + S_o (k_g/k_o) Y(p) + (1 - S_o - S_w) Z(p)}{1 + \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g}} \right] \quad (7.37)$$

La Ec. (7.37) expresa el cambio en la saturación de petróleo correspondiente a la caída de presión, Δp . Las funciones $X(p)$, $Y(p)$ y $Z(p)$ se obtienen de las propiedades del fluido del yacimiento por medio de las Ecs. (7.36). Los valores de las derivadas dR_g/dp , dB_o/dp y dB_g/dp se determinan gráficamente de R_g , B_o y B_g como función de presión. Para calcular el cambio de saturación Δp , pueden usarse los valores de S_o , $X(p)$, $Y(p)$ y $Z(p)$, k_g/k_o y μ_o/μ_g al comienzo del intervalo; sin embargo se obtienen mejores resultados si se usan los valores correspondientes al punto medio del intervalo de caída de presión. Puede estimarse aproximadamente el valor de S_o al punto medio del intervalo, a partir del valor ΔS_o del intervalo anterior y el valor de k_g/k_o usado, corresponde al valor estimado al punto medio del intervalo de saturación de petróleo.

El método de Tarner para pronosticar el comportamiento de yacimientos por empuje interno de gas se presentará en la forma propuesta por Tracy¹². En el capítulo 5, sección 6, se presentó la ecuación de balance de materiales de Schilthuis en la forma sugerida por Tracy. Aplicando las ecuaciones de Tracy a un yacimiento volumétrico y subsaturado, se tiene

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g \quad (7.38)$$

donde

$$\Phi_n = \frac{B_o - R_g B_g}{B_o - B_{oi} + (R_{st} - R_g) B_g} \quad (7.39)$$

y

$$\Phi_g = \frac{B_g}{B_o - B_{oi} + (R_{st} - R_g) B_g} \quad (7.40)$$

La Ec. (7.38) es una forma simplificada de balance de materiales en donde las funciones Φ_n y Φ_g , por conveniencia, son función de las propiedades de los fluidos del yacimiento, los que a su vez varían con presión. Debido a que la recuperación fraccional de yacimientos de empuje interno de gas no depende del tamaño (volumen) del yacimiento, en el método de Tarner se acostumbra expresar los cálculos en base de un barril fiscal como contenido inicial de petróleo. Por tanto, N_p será la recuperación fraccional de la producción acumulativa de petróleo, y

$$1 = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g \quad (7.41)$$

Partiendo de condiciones de una presión cualquiera p_i a una presión inferior p_k , Tracy sugiere estimar la razón gas-petróleo de producción R'_k a la presión inferior en vez de estimar la produc-

ción ΔN_p durante el intervalo. El valor de R'_k puede estimarse extrapolando el gráfico de R como función de presión, según los cálculos, a presiones mayores. En esta forma, la razón gas-petróleo promedio estimada entre dos presiones es

$$R'_{avg} = \frac{R_j + R'_k}{2} \quad (7.42)$$

De esta razón gas-petróleo promedia estimada para el intervalo $j-k$ se obtiene la producción estimada ΔN_p para el intervalo, usando la Ec. (7.41) en la forma

$$1 = (N_{pj} + \Delta N_p) \Phi_{nk} + (G_{pj} + R_{avg} \times \Delta N_p) \Phi_{gk} \quad (7.43)$$

Del valor de ΔN_p de la Ec. (7.43) se obtiene el valor de N_{pk} en la siguiente forma:

$$N_{pk} = N_{pj} + \Delta N_p \quad (7.44)$$

Del valor de N_{pk} se calcula la saturación de petróleo S_{ok} a la presión inferior usando la Ec. (3.18):

$$S_o = \left(\frac{1 - N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{ot}} (1 - S_w) \quad (7.45)$$

La razón de permeabilidades relativas k_g/k_o a la presión inferior se obtiene del gráfico de k_g/k_o como función de la saturación de petróleo o como función de la saturación total de líquido ($S_o + S_w$). La razón gas-petróleo de producción a la presión p_k se calcula usando la ecuación de la razón gas-petróleo de producción, Ec. (7.34), para valores correspondientes a p_k .

$$R_k = B_o B_g \times \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g} + R_i \quad (7.46)$$

Si el valor de R_k se aproxima al de R'_k asumido en Ec. (7.42), la suposición fue correcta. En caso contrario, se debe hacer una nueva suposición de R'_k y repetir los cálculos. Como comprobación adicional se calcula de nuevo el valor de R_{avg} usando este valor de R_k

$$R_{avg} = \frac{R_j + R_k}{2} \quad (7.47)$$

Tabla 7.4. Datos típicos de fluidos y de rocas de yacimientos

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Presión, l_{pca}	Factor volu- métrico del petróleo, B_o , b_l/B_F	$RGSP$, R_i , PCS/B_F	Factor de des- viación del gas, z , a 109 °F	Factor volu- métrico del gas, B_g , b_l/PCS	Φ_a	Φ_g	Razón de vis- cosidades, μ_o/μ_g
3000	1,315	650	0,745	0,000726	∞	∞	53,91
2500	1,325	650	0,680	0,000796	80,76	0,07960	56,60
2300	1,311	618	0,663	0,000843	34,35	0,03665	61,46
2100	1,296	586	0,652	0,000907	19,60	0,02325	67,35
1900	1,281	553	0,651	0,001001	11,53	0,01586	74,33
1700	1,266	520	0,660	0,001136	6,482	0,01151	81,96
1500	1,250	486	0,685	0,001335	3,906	0,008674	91,56
1300	1,233	450	0,717	0,001616	2,097	0,006700	102,61
1100	1,215	412	0,751	0,001998	1,043	0,005321	115,20
900	1,195	369	0,791	0,002626	0,3658	0,004250	129,96
700	1,172	320	0,832	0,003481	0,05765	0,003460	148,89
500	1,143	264	0,878	0,005141	—	0,002837	170,83
300	1,108	194	0,925	0,009027	0,1181	0,002309	196,78
100	1,057	94	0,974	0,02852	—	0,001828	219,89
50	1,041	55	0,988	0,05786	—	0,001694	237,39

TABLE 7.5. Cálculo de comportamiento de un yacimiento con empuje por gas en solución por el método de Tarnier modificado por Tracy

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Presión, l_pca	RGP estimada, R'_{avg} , PCS/BF	RGP promedio R'_{avg} , PCS/BF Ec. (7.42)	Φ_n Ec. (7.39) tabla 7.4	Φ_g Ec. (7.40) tabla 7.4	ΔN_p Ec. (7.43) BF	$N_p = \Sigma \Delta N_p$ BF
3000	650	...	∞	∞	0,000000	0,000000
2500	650	650	80,76	0,07960	0,007547	0,007547
2300	618	634	34,35	0,03665	0,009739	0,017286
2100	586	602	19,60	0,02325	0,012014	0,029300
1900	553	570	11,53	0,01586	0,018073	0,047373
1700	880	717	6,842	0,01151	0,022959	0,070332
1500	1370	1125	3,906	0,008674	0,024437	0,094769
1300	2085	1723	2,097	0,006700	0,023101	0,117870
(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
Saturación de petróleo, S_o fracción, Ec. (7.45)	Razón de permeabilidades, k_o/k_w , figura 7.12	Razón de viscosidades, μ_o/μ_w , tabla 7.4	R_p , RGP, PCS/BF, Ec. 7.46	RGP promedio R_{avg} , PCS/BF, Ec. (7.47)	Prod. acumulativa de gas, G_p , PCS, $\Sigma R_p \times \Delta N_p$	Balance de verificación, Ec. (7.41)
0,7800	0	53,91	650	...	0,00	
0,7800	0	56,60	650	650	4,91	0,9999
0,7642	0	61,46	618	634	11,08	0,9999
0,7462	0	67,35	586	602	18,31	0,9996
0,7237	0	74,33	553	570	28,61	1,0000
0,6982	0,0040	81,96	885	719	45,12	1,0005
0,6715	0,0102	91,56	1361	1123	72,56	0,9996
0,6452	0,0208	102,61	2079	1719	112,29	0,9995

Este valor de R_{avg} se reemplaza en la Ec. (7.43) usando el valor de ΔN_p previamente estimado. Si la ecuación se cumple dentro del 0,1 por ciento, se procede a la presión inferior próxima. Si no se cumple, se debe estimar otro valor de R_k en la Ec. (7.42) y repetir el proceso hasta obtener una comprobación satisfactoria. De lo anterior se ve que el método de Tarner es un cálculo de tanteo consistente en acertar la razón gas-petróleo de producción a la producción inferior tal que satisfaga la ecuación del balance de materiales y la ecuación de la razón gas-petróleo de producción.

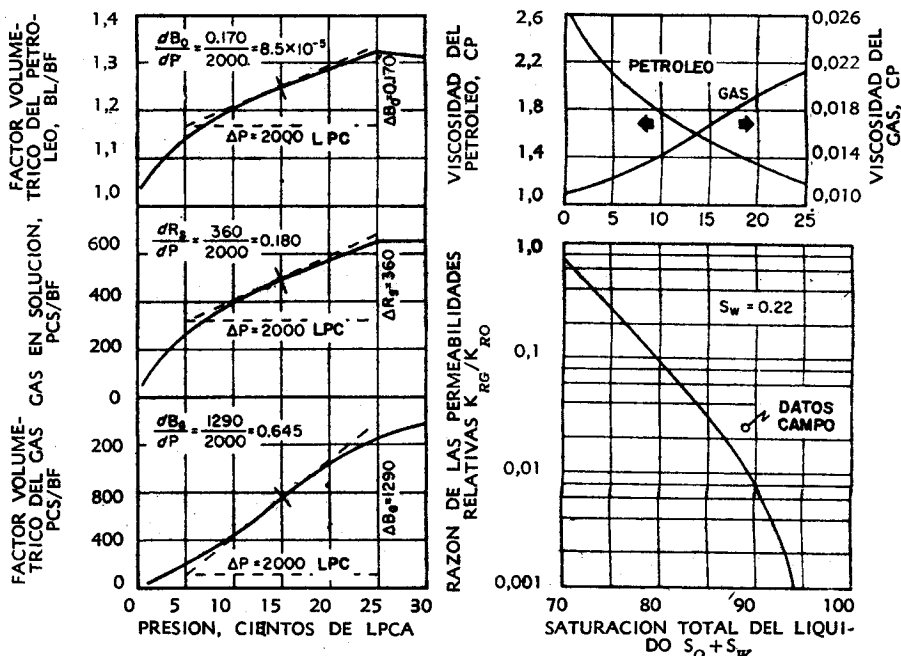


Fig. 7.12.—Valores de PVT, de viscosidad y de permeabilidades relativas de la tabla 7.4.

El método de Tarner se ilustra en los cálculos indicados en la tabla 7.5 usando los valores de fluidos y de la roca de yacimiento dados en la tabla 7.4, gráficamente, en las figuras (7.12) y (7.13). Este yacimiento volumétrico tuvo una presión inicial de 3000 lpca y una presión de saturación de 2500 lpca. La recuperación por encima de la presión de saturación se calculó despreciando las compresibilidades de la roca y del agua. La porosidad del yacimiento es 16,5 por 100 y la saturación de agua connata 22 por 100. Los valores de Φ_n y Φ_o calculados con las Ecs. (7.39) y (7.40) se presentan en la tabla 7.4 y en la figura 7.13

DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS

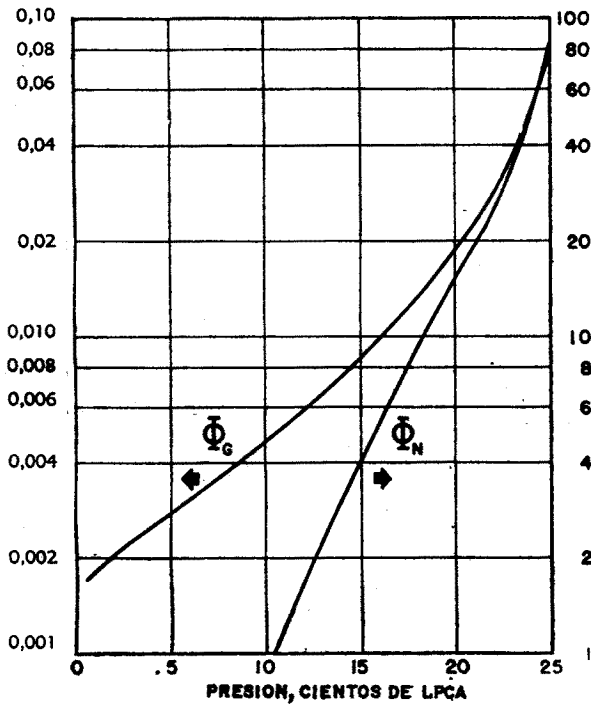


FIG. 7.13.

Como ejemplo de los cálculos por el método de Turner, la razón gas-petróleo y recuperación a 1300 lpca se calcularán a partir de los valores a 1500 lpca. Extrapolando la razón gas-petróleo como función de presión a 1500 lpca, se estima la razón gas-petróleo a 1300 lpca, para este caso 2805 PCS/BF. Por tanto, la razón gas-petróleo promedia estimada para el intervalo, según la Ec. (7.42), es

$$R'_{avg} = \frac{2085 + 1361}{2} = 1723 \text{ PCS/BF}$$

Obsérvese que la razón gas-petróleo a 1500 lpca, 1361 PCS/BF, se obtuvo de la col. (11). Substituyendo en la Ec. (7.43) para el cálculo a 1300 lpca,

$$1 = (0,094769 + \Delta N_p)2,097 + (72,56 + 1723\Delta N_p)0,006700$$

$$\Delta N_p = 0,023101 \text{ BF}$$

$$N_p \text{ at } 1300 = 0,094769 + 0,023101 = 0,117870 \text{ BF}$$

Luego la saturación de petróleo estimada a 1300 lpca según la Ec. (7.45) es

$$S_o = \left(1 - \frac{0,117870}{1,0}\right) \times \frac{1,233}{1,315} \times (1 - 0,22) \\ = 0,6452$$

Como la saturación de agua connata es 22 por 100, la saturación total de líquido será 86,52 por 100, y de acuerdo a la figura 7.12, k_g/k_o es 0,0208. Luego, según la Ec. (7.46), la razón gas-petróleo de producción a 1300 lpca es

$$R_L = 1,233 \times \frac{1}{0,001616} \times 0,0208 \times 102,61 + 450 \\ = 2070 \text{ PCS/BF}$$

Este valor es bastante aproximado al asumido de 2085 PCS/BF, por consiguiente, la suposición se considera correcta. Como comprobación adicional, se acostumbra substituir los valores en la ecuación del balance de materiales, Ec. (7.41). La producción acumulativa de gas a 1500 lpca es 72,56 PCS, de manera que a 1300 lpca

$$G_p = 72,56 + R_{avg} \times \Delta N_p \\ = 72,56 + \frac{2079 + 1361}{2} (0,023101) = 112,29 \text{ PCS}$$

Luego substituyendo en la Ec. (7.41)

$$1 = 0,117870 \times 2,097 + 112,27 \times 0,006700 \\ 1 \cong 0,9995$$

La figura 7.14 muestra la presión y la razón gas-petróleo de producción en función de la producción acumulativa, a partir de la presión inicial hasta 50 lpca, para el campo cuyos datos se dan en la figura 7.12. Estas curvas son típicas del comportamiento de empujes por gas en solución. La recuperación hasta 50 lpca es 22,4 por 100 del petróleo inicial a condiciones normales y la razón gas-petróleo asciende a un máximo, cerca de 7000 PCS/BF, o sea varias veces la razón inicial gas-petróleo, cuyo valor es 650 PCS/BF.

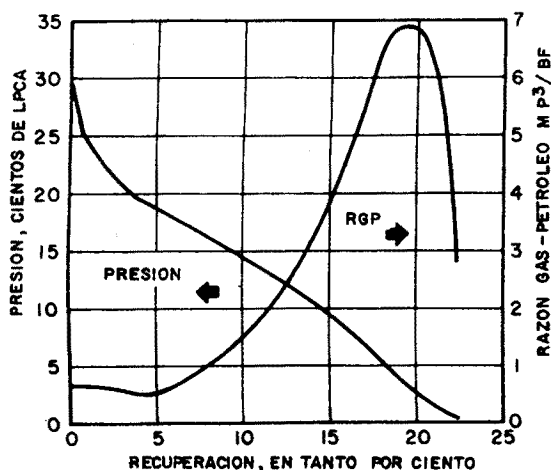


FIG. 7.14.—Comportamiento calculado para el yacimiento de empuje por depleción cuyos valores se incluyen en las Tablas 7.4 y 7.5.

El método de Muskat es más sencillo, debido a que no requiere cálculo de tanteo; sin embargo, por este mismo hecho no se verifica a sí mismo y pueden entrar en los cálculos serios errores acumulativos si los intervalos de presión no son suficientemente pequeños. Fundamentalmente, la variación en la saturación de petróleo pronosticada para la caída de presión Δp se estima usando la Ec. (7.37) a partir de las tasas de variación de las diferentes variables calculadas a la presión superior o, como se mencionó anteriormente, a la presión promedia, haciendo una estimación para la saturación promedia de petróleo durante el intervalo. Se ilustrará el método usando los datos del problema anterior a 1500 lpca. Las pendientes dB_o/dp , dR_s/dp y dB_g/dp se obtienen gráficamente a 1500 lpca como se indica en los gráficos de la figura 7.12. Las funciones $X(p)$, $Y(p)$ y $Z(p)$ son, según la Ec. (7.36),

$$X(p) = \frac{1}{1,250 \times 749} \times 0,180 = 19,2 \times 10^{-5}$$

$$Y(p) = \frac{1}{1,250} \times 91,6 \times 8,5 \times 10^{-5} = 623 \times 10^{-5}$$

$$Z(p) = \frac{1}{749} \times 0,645 = 86,1 \times 10^{-5}$$

El factor volumétrico del gas en Ec. (7.36) está dado en PCS/BF, o sea, el recíproco de los valores dados en col. (5) de la tabla 7.4. La saturación de petróleo a 1500 lpca es 67,15 por ciento. A este valor k_g/k_o es 0,010 de la figura 7.12. Luego, sustituyendo en la Ec. (7.37),

$$\Delta S_o = 200 \times$$

$$\left[\frac{0,6715 \times 19,2 \times 10^{-5} + 0,6715 \times 0,01 \times 623 \times 10^{-5} + (1 - 0,6715 - 0,22)86,1 \times 10^{-5}}{1 + 0,010 \times 91,6} \right]$$

$$= 0,02758$$

Comparando este valor con el obtenido por el método de Turner, 0,02310, es obvio que el decremento de presión de 200 lpca es de-

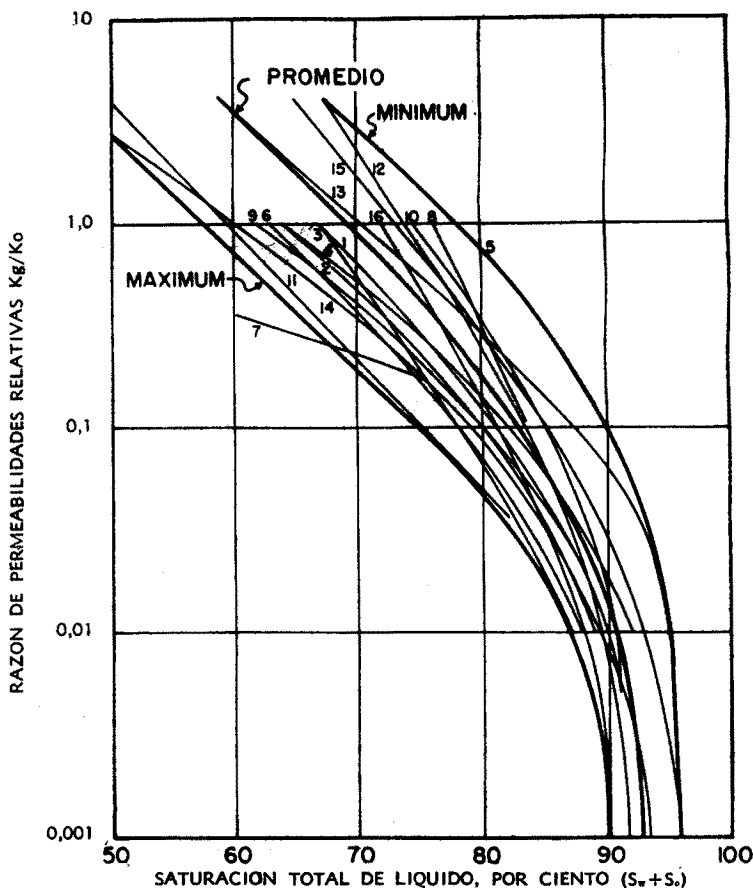


FIG. 7.15.—Datos de k_g/k_o de 16 arenas y areniscas. (Tomado de Arps y Roberts¹², Actas del AIME.)

masiado grande. No obstante, ilustra los cálculos del método de Muskat, haciendo resaltar la necesidad de seleccionar decrementos de presión suficientemente pequeños para su correcta aplicación. Como el método de Muskat no requiere una solución de tanteo, puede adaptarse a programas para calculadoras de alta velocidad donde el número de intervalos de presión sea tan grande como lo exija la exactitud deseada. Es acostumbrado en el método de Muskat calcular las funciones de $X(p)$, $Y(p)$ y $Z(p)$ para un número suficiente de puntos y preparar los gráficos de estas funciones a escala

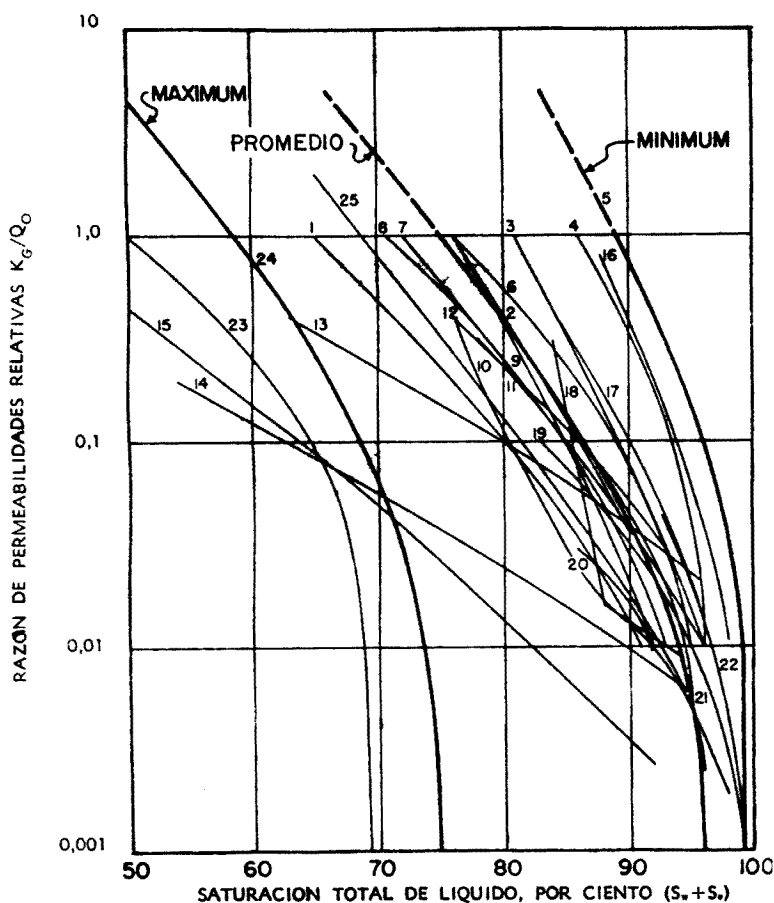


FIG. 7.16.—Datos de k_g/k_o de 25 calizas, dolomitas y formaciones de periferia, asumiendo 15 por ciento de agua connata. (Tomado de Arps y Roberts¹³, Actas del AIME.)

suficientemente grande para que puedan leerse los valores con buena precisión a cualquier presión.

Arps y Roberts¹³ han presentado un grupo de curvas de k_g/k_o , algunas de ellas publicadas previamente; otras, no. La figura 7.15 ilustra las curvas de k_g/k_o para 16 arenas y areniscas representadas como función de la saturación total del líquido, asumiendo una saturación de agua connata de 25 por 100. La figura 7.16 presenta las curvas de k_g/k_o para 25 calizas, dolomitas y formaciones de pedernal dibujadas como función de la saturación total de líquido, asumiendo 15 por 100 de agua connata. Usando los valores mínimo, medio y máximo de cada grupo de estas curvas, Arps y Roberts calcularon los comportamientos de empujes por gas en solución para yacimientos con razones iniciales gas disuelto-petróleo de 60, 200, 600, 1000 y 2000 PCS/BF, y para petróleos crudos con gravedades de 15, 30 y 50° API. Los 72 grupos diferentes de cálculos se realizaron con calculadoras electrónicas usando la ecuación de depleción de Muskat, Ec. (7.37). Las propiedades de los fluidos y presiones iniciales de los yacimientos usados se basaron en correlaciones existentes. La tabla 7.6 presenta un resumen de las recuperaciones calculadas para varios yacimientos hipotéticos. Con el fin de eliminar las variaciones en la porosidad, las recuperaciones se dan en barriles fiscales por acre-pie por porcentaje de porosidad. Debe tenerse cuidado en la aplicación de estos valores de recuperación a yacimientos específicos; sin embargo, los estudios estadísticos muestran que las recuperaciones para la mayoría de los empujes por depleción se encuentran dentro del límite de los valores dados en la tabla 7.6.

Hoss¹⁴ extendió la ecuación de Muskat e incluyó un término para la capa de gas y el efecto de reinyección de gas. Con este fin hizo dos suposiciones adicionales: a) la capa de gas no se dilata, y b) el gas inyectado se distribuye uniformemente en el horizonte productor. Estas dos suposiciones limitan el desplazamiento de petróleo a un empuje interno de gas. La Ec. (7.37) se convierte entonces en

$$\frac{\Delta S_o}{\Delta p} = \frac{S_o X(p) + S_o \left[\frac{k_g}{k_o} - \frac{rR}{B_o B_g} \times \frac{\mu_g}{\mu_o} \right] Y(p) + \left[m(1 - S_w - \frac{S_{oi} B_o}{B_{oi}}) + (1 - S_w - S_o) \right] Z(p) - m \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \times \frac{dB_o}{dp}}{1 + \frac{k_g}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_g} - \frac{rR}{B_o B_g}} \quad (7.48)$$

Los términos de la Ec. (7.48) son los mismos que en la Ec. (7.37). Además, m es la razón de la capa inicial de gas al volumen de la zona de petróleo; r es la fracción del gas producido que se rein-

TABLA 7.6. Recuperación primaria en barriles normales por acre-pie por uno por ciento en porosidad para yacimientos de empuje por depleción^a
(Tomado de Arps y Roberts¹³)

RGsP, p ³ /bl	Gravedad del petróleo, °API	Arena o arenisca			Caliza, dolomita o pedernal		
		Máximo	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio	Mínimo
60	15	7,22	4,87	1,44	17,87	2,56	0,36
	30	11,95	8,52	4,88	20,87	6,29	1,85
	50	19,20	13,89	9,46	24,78	11,84	5,07
200	15	6,97	4,62	1,75	16,33	2,65	0,51
	30	11,57	7,90	4,38	19,05	5,75	1,52
	50	19,42	13,73	9,15	23,44	11,40	4,36
600	15	7,56	4,76	2,50	12,69	3,29	0,90
	30	10,48	6,52	3,61	14,64	4,70	(1,24)
	50	15,05	9,74	5,85	17,30	7,25	(2,06)
1.000	15	...	...	...	...	...	...
	30	12,34	7,61	4,52	13,26	5,38	(1,63)
	50	11,96	7,15	4,10	12,79	4,83	(1,24)
2.000	15	...	...	...	...	...	...
	30	...	...	...	...	...	...
	50	10,58	6,45	4,04	9,64	(4,26) ^b	(1,47)

^a Las recuperaciones son a presiones de abandono iguales a 10 por 100, de las presiones del punto de burbujeo.

^b Los valores en paréntesis se han extrapolado de cálculos incompletos.

yecta en el yacimiento; R es la razón gas-petróleo de producción a cualquier presión, y S_{oi} es la saturación inicial de petróleo en la capa de gas. Si no se reinyecta gas, $r=0$, y si no existe capa inicial de gas, $m=0$, y en este caso la Ec. (7.48) se reduce a la Ec. (7.37), como era de esperarse. La figura 7.17, basada en la Ec. (7.48), muestra el efecto de las operaciones de reinyección de gas y la presencia

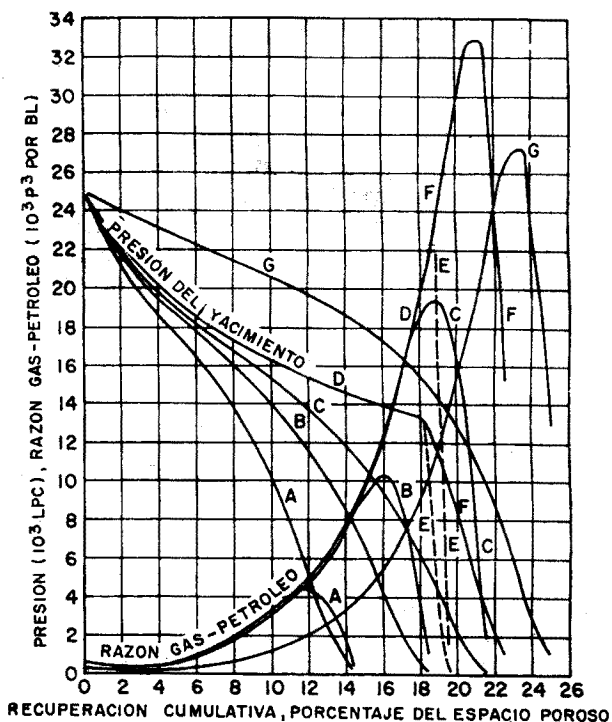


FIG. 7.17.—Historias teóricas de presión y razón gas-petróleo para yacimientos con empuje de gas sometidos a varios programas de reinyección de gas. (A) $r=0$, $m=0$; (B) $r=0,66$, $m=0$; (C) $r=0,80$, $m=0$; (D) $r=1,00$ hasta $R=20.000$ PCS/BF, $m=0$; (E) continuación de D con $r=0$; (F) continuación de D con $r=0,8$; (G) capa inicial de gas, $m=0,5$, $r=0,80$. (Tomado de Muskat, Oil and Gas Journal, Vol. 47, N.º 48, p. 89.)

de una capa original de gas sobre la disminución de la presión, razón gas-petróleo y recuperación, para determinadas propiedades particulares de fluido y de la roca. Las curvas indican un aumento en la recuperación de petróleo, debido tanto a la presencia de capa de gas como a operaciones de reinyección de gas. La predicción del comportamiento de yacimientos usando la Ec. (7.48) u otras ecua-

ciones similares es lógicamente limitada por las suposiciones impuestas en la deducción de las mismas. Por ejemplo, cuando el gas inyectado no se distribuye uniformemente en la zona de petróleo sino que se acanala hasta llegar a los pozos productores, las recuperaciones serán menores y las razones gas-petróleo mayores. Por otra parte, cuando existe segregación gravitacional parcial, empuje externo de gas o ambos, las recuperaciones serán mayores que las calculadas a partir de la Ec. (7.48).

Estudios de Loper y Calhoun¹⁵ y Miller, Brownscombe y Kieschnick¹⁶ indican que las recuperaciones de yacimientos con empuje por depleción son prácticamente independientes del espaciamiento de los pozos, presiones diferenciales ($p_e - p_w$) y ratas de producción. Reudelhuber y Hinds¹⁷ y Jacoby y Berry¹⁸ describieron las modificaciones necesarias para usar las ecuaciones de predicción para la predicción del comportamiento de yacimiento de depleción de crudos volátiles. Jacoby y Berry¹⁹ también extendieron la aplicación de las ecuaciones para pronosticar el comportamiento de yacimientos de crudos volátiles con mantenimiento de presión por inyección de gas.

5. CÁLCULO DE LA RAZÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO

Las permeabilidades relativas y las razones de éstas generalmente se miden en el laboratorio en muestras de las formaciones. Para yacimientos volumétricos subsaturados, la razón de permeabilidades relativas también se puede calcular con datos del campo. La recuperación fraccional a cualquier presión se calcula usando el balance de materiales en la siguiente forma:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)}{B_o + B_g(R_p - R_s)} \quad (7.49)$$

Luego la saturación promedia de petróleo se calcula por medio de

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} (1 - S_w) \quad (7.50)$$

A partir de la razón gas-petróleo de producción medida en el campo a la misma presión de la Ec. (7.4), se obtiene el valor de k_g/k_o correspondiente a una saturación de petróleo, S_o , o a una saturación total

de líquido ($S_o + S_w$), usando la ecuación de la razón gas-petróleo de producción, Ec. (7.34), o

$$\frac{k_o}{k_o} = \frac{(R - R_s)}{B_o B_g} \times \frac{\mu_o}{\mu_o} \quad (7.51)$$

Supóngase que en el campo cuyos datos se dan en la figura 7.12 y tabla 7.4, la razón gas-petróleo neta acumulativa producida, R_p , a 1300 lpca es 1500 PCS/BF, mientras que la razón gas-petróleo de producción a 1330 lpca es 2500 PCS/BF. Por medio de Ec. (7.49) la recuperación fraccional de petróleo a 1300 lpca es

$$\frac{N_p}{N} = \frac{1,233 - 1,315 + 0,001616(650 - 450)}{1,233 + 0,001616(1500 - 450)} = 0,0823$$

La saturación de petróleo correspondiente a 1300 lpca es

$$S_o = (1 - 0,0823) \times \frac{1,233}{1,315} \times (1 - 0,22) = 0,671$$

y la razón de permeabilidades relativas correspondiente es

$$\frac{k_o}{k_o} = \frac{(2500 - 450)}{1,233 \times 619} \times \frac{1}{102,61} = 0,0262$$

Este valor de k_o/k_o a una saturación total de líquido de 89,1 por 100 ($S_w = 22$ por 100) se ha registrado en la curva de la razón de permeabilidades relativas de la figura 7.12. Si se registran estos valores de k_o/k_o contra S_o , obtenidos con datos del campo, se obtiene una curva que puede extrapolarse para pronosticar el comportamiento del yacimiento. Mueller, Warren y West²⁰ mostraron que una de las razones principales de discrepancia entre los valores de k_o/k_o medidos en el laboratorio y los medidos en el campo se debe a etapas desiguales de depleción en el yacimiento. Por la misma razón, las razones gas-petróleo del campo rara vez muestran la pequeña disminución pronosticada en las primeras etapas de depleción, e inversamente muestran por lo general un ascenso en la razón gas-petróleo a una etapa más temprana de depleción que la pronosticada. Las predicciones teóricas asumen una presión diferencial ($p_e - p_w$) insignificante (realmente cero), con el fin de que las saturaciones estén distribuidas uniformemente en el yacimiento; sin embargo, las presiones diferenciales ($p_e - p_w$) reales de los pozos agotan las áreas próximas al pozo antes que aquellas áreas a mayo-

res distancias. Además, en los programas de desarrollo del campo, generalmente algunos pozos se terminan muchos años antes que otros y, por consiguiente, la depleción avanza antes en el área de los pozos más viejos, donde las razones gas-petróleo son considerablemente mayores que en los pozos nuevos. Y aún cuando todos los pozos se terminan en un período relativamente corto, si el espesor de la formación varía y los pozos producen a una misma rata (producción permisible), el yacimiento se agotará más rápidamente donde la formación es más delgada. Finalmente, si el yacimiento consiste de dos o más estratos de diferentes permeabilidades específicas, aun siendo sus características de permeabilidades relativas las mismas, el estrato de permeabilidad mayor se agotará antes que aquellos de permeabilidades inferiores. Debido a que estos factores tienen menor importancia en formaciones de alta *capacidad*, se puede esperar mejor correlación de datos de laboratorio y del campo en formaciones de este tipo. Por otra parte, formaciones de alta capacidad tienden a favorecer la segregación gravitacional. Cuando ocurre segregación gravitacional y se aprovecha de este para lo cual se cierran los pozos de altas razones gas-petróleo o se hacen trabajos de reparación con el mismo factor, los valores de k_o/k_o medidos en el campo serán menores que los valores del laboratorio. Luego, los valores de k_o/k_o del laboratorio pueden aplicarse en todos los puntos de un yacimiento sin segregación gravitacional, y aun los valores de k_o/k_o del campo serán mayores, debido a la depleción desigual de las diferentes partes del yacimiento.

6. DISMINUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN YACIMIENTOS DE EMPUJE POR DEPLECIÓN

El índice de productividad de un pozo puede expresarse usando la ecuación de flujo radial en la forma

$$J = \frac{q}{(p_e - p_w)} = \frac{7,08 k_o h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (7.52)$$

Cuando la presión diferencial ($p_e - p_w$) es apreciable, los valores de k_o , μ_o y B_o cambian considerablemente alrededor del pozo. Evinger y Muskat²¹ mostraron que se debe integrar estos valores variables, y obtuvieron la siguiente relación:

$$J = \frac{7,08 kh}{(p_e - p_w) \ln(r_e/r_w)} \int_{p_w}^{p_e} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (7.53)$$

Esta ecuación puede integrarse gráficamente como en detalle lo demostró Calhoun²²; sin embargo, es bastante compleja debido a que la permeabilidad relativa al petróleo sólo está indirectamente relacionada con la presión.

El decrecimiento relativo del IP con respecto al $(IP)_i$ inicial puede aproximarse por medio de Ec. (7.52), para dar

$$\frac{J}{J_i} = \frac{(k_o/\mu_o B_o)}{(k_o/\mu_o B_o)_i} \quad (7.54)$$

La figura 7.18 muestra las permeabilidades relativas al petróleo y al gas para los mismos datos del yacimiento de la figura 7.12 y tabla 7.4. La saturación de petróleo calculada a 1500 lpca (tabla 7.5) es 0,6715, o una saturación total de líquido de 0,8915 para 22 por 100

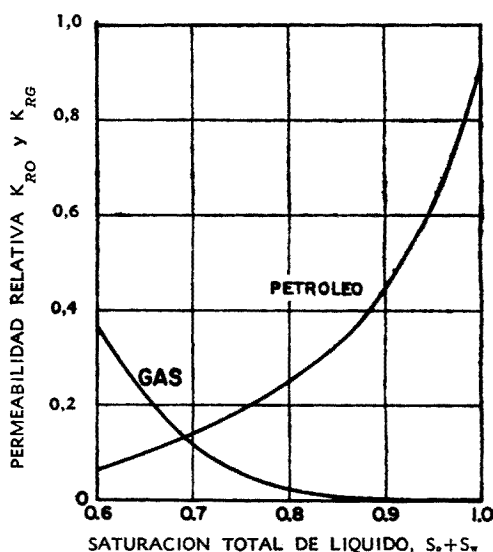


FIG. 7.18.—Permeabilidades relativas al gas y al petróleo para los datos de la fig. 7.12.

de agua connata. De la figura 7.18 se observa que la permeabilidad relativa al petróleo a una saturación de líquido de 100 por 100 es 0,90, y a una saturación de líquido de 89,15 por 100 es 0,42. La viscosidad del petróleo a 3000 lpca es 1,24 cp. Por tanto, el IP a 1500 lpca respecto al IP inicial a 3000 lpca es

$$\frac{J \text{ at } 1500}{J \text{ at } 3000} = \frac{\frac{0,42}{1,53 \times 1,250}}{\frac{0,90}{1,24 \times 1,315}} = 0,398$$

Si los pozos se terminan promediando los índices iniciales de productividad a un valor de 0,65 BF/día/lpc, puede estimarse que a 1500 lpca caerá a 0,26 BF/día/lpc. La figura 6.19 y la tabla 6.1 del capítulo 6 muestran el efecto de la disminución del índice de productividad y de la razón gas-petróleo de producción sobre la rata de producción de los pozos.

7. DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR AGUA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Muchas zonas productoras presentan variaciones tanto en la permeabilidad vertical como en la horizontal. Las zonas o estratos de mayores o menores permeabilidades, generalmente exhiben continuidad lateral en el yacimiento o parte de él. Cuando existe tal estratificación de permeabilidad, el agua desplazante barre más rápidamente las zonas más permeables dejando bastante petróleo en las zonas menos permeables, que debe producirse en un período largo con altas razones agua-petróleo. Existe la misma situación si el agua proviene de intrusión natural o de sistemas de inyección, comúnmente llamados programas de mantenimiento de presión, donde la presión del yacimiento es relativamente alta, o en recuperación secundaria, donde la presión del yacimiento es baja debido al agotamiento del campo.

Stiles²⁸ desarrolló un método para calcular la recuperación de petróleo y la producción fraccional de agua de estos sistemas estratificados. Al igual que en todas las soluciones teóricas en problemas de yacimientos, su método se basa en varias suposiciones necesarias para deducir las ecuaciones y mantener los cálculos relativamente simples. El método de Stiles asume:

- a) Geometría lineal.
- b) La distancia de avance del frente de inundación en cualquier zona es proporcional a la permeabilidad *absoluta* de dicha zona.
- c) No existe flujo vertical o cruzado entre las zonas.
- d) La producción de cualquier zona en el extremo de salida (pozos) cambia repentinamente de petróleo a agua.
- e) La producción fraccional de agua en los extremos productores (pozos) depende a cualquier instante de los milidarcy-pies de

capacidad de flujo de petróleo fluyente y de los milidarcy-pies que han comenzado a producir agua.

f) Todas las capas tienen la misma porosidad, la misma permeabilidad *relativa* al petróleo delante del frente de inundación y la misma permeabilidad *relativa* al agua detrás del frente de inundación y están sometidas al mismo cambio de saturación de petróleo ΔS_o debido al desplazamiento de agua.

Considérese una serie de capas o zonas paralelas de espesores h_1, h_2 , etc., y permeabilidades k_1, k_2 , etc., colocadas, por conveniencia, en orden de permeabilidades *decrecientes* de manera que el agua inundará primero la capa 1, luego la capa 2, y así sucesivamente. La figura 7.19 indica tal disposición donde las dos capas más permeables producen agua y las otras cuatro aún producen petróleo. Las posiciones de los frentes de inundación se indican en cada capa.

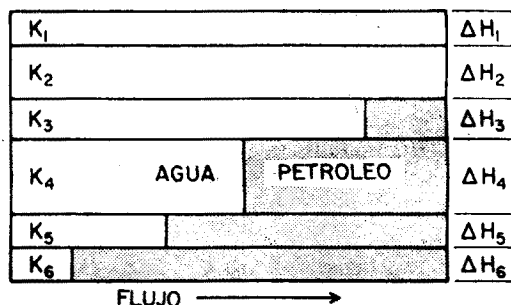


FIG. 7.19.—Desplazamiento de petróleo por agua en un yacimiento estratificado.

Inmediatamente que el agua se abre paso, es decir, cuando ocurre la ruptura del frente en la capa j , se considera completa la recuperación de su *petróleo recuperable* (por desplazamiento de agua) de esta capa y de todas las demás de mayor permeabilidad. Como se supuso la velocidad de los frentes de inundación proporcionales a las permeabilidades absolutas de las capas, la recuperación fraccional en la capa k —en el momento de la ruptura de la capa j —será sólo (k_k/k_j) . Por tanto, en el momento de la ruptura del frente en la capa j , la recuperación fraccional de todas las capas es

$$R = \frac{\left[\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots \Delta h_j \right] + \left[\Delta h_k \times \frac{k_k}{k_j} + \Delta h_1 \times \frac{k_1}{k_j} \dots \text{etc.} \right]}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots \Delta h_n} \quad (7.55)$$

TABLA 7.7. Pronóstico del comportamiento de una

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
h_i p	κ_i md	$\Sigma k_i \Delta h_i$ md-p	$k_i h_i$ md-p	R Fracción	f_w , pro- ducción fraccional de agua en la su- perficie, fracción	N_p Petróleo cumu- lativo recu- perado, BF
1	776	776	776	0,226	0,204	9.624
2	454	1230	908	0,361	0,312	15.373
3	349	1579	1047	0,449	0,391	19.121
4	308	1887	1232	0,495	0,457	21.080
5	295	2182	1475	0,511	0,517	21.761
6	282	2464	1692	0,526	0,573	22.400
7	273	2737	1911	0,537	0,624	22.868
8	262	2999	2096	0,549	0,672	23.379
9	228	3227	2052	0,590	0,713	25.125
10	187	3414	1870	0,651	0,745	27.723
11	178	3592	1958	0,667	0,775	28.404
12	161	3753	1932	0,697	0,801	29.682
13	159	3912	2067	0,700	0,827	29.810
14	148	4060	2072	0,719	0,850	30.619
15	127	4187	1905	0,758	0,870	32.279
16	109	4296	1744	0,798	0,887	33.983
17	88	4384	1496	0,857	0,900	36.495
18	87	4471	1566	0,860	0,913	36.623
19	87	4558	1653	0,860	0,926	36.623
20	77	4635	1540	0,887	0,937	37.773
21	71	4706	1491	0,903	0,948	38.454
22	62	4768	1364	0,929	0,957	39.561
23	58	4826	1334	0,941	0,965	40.072
24	54	4880	1296	0,952	0,973	40.541
25	50	4930	1250	0,962	0,980	40.967
26	47	4977	1222	0,968	0,986	41.222
27	47	5024	1269	0,968	0,993	41.222
28	35	5059	980	0,981	0,998	41.776
29	16	5075	464	1,000	1,000	42.585

donde $\Delta h_k \times (k_k/k_i) =$ recuperación fraccional de la capa k

$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots \Delta h_i = h_i$ pies totalmente invadidos

$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots \Delta h_n = h_i$ pies totales de formación

Haciendo estas substituciones y factorizando el término común $1/k_i$ del segundo grupo de términos en el numerador,

$$R = \frac{h_i + \frac{1}{k_i} \left[\Delta h_k \times k_k + \Delta h_1 \times k_1 + \dots + \Delta h_n k_n \right]}{h_i} \quad (7.56)$$

inundación con agua en un yacimiento estratificado

(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
ΔN_p BF	f_w pro- ducción fraccional de agua en el ya- cimiento, fracción	q_{sc} rata de produc- ción de petróleo, BF/día	Δt , Días (8) ÷ (10)	t , Días $250 + \Sigma \Delta t$	Inyección cumu- lativa de agua, bl, (12) × 100	W_i/N_p , razón cumu- lativa agua- petróleo
9624	0,000	93,2	103	353	35.300	3,67
5749	0,192	75,3	76	429	42.900	2,79
3748	0,297	65,5	57	486	48.600	2,54
1959	0,373	58,4	34	520	52.000	2,47
681	0,439	52,3	13	533	53.300	2,45
639	0,499	46,7	14	547	54.700	2,44
468	0,555	41,5	11	558	55.800	2,44
511	0,607	36,6	14	572	57.200	2,45
1746	0,656	32,1	54	626	62.600	2,49
2598	0,697	28,2	92	718	71.800	2,59
681	0,731	25,1	27	745	74.500	2,62
1278	0,762	22,2	58	803	80.300	2,71
128	0,789	19,7	6	809	80.900	2,71
809	0,816	17,1	47	856	85.600	2,80
1660	0,841	14,8	112	968	96.800	3,00
1704	0,862	12,9	132	1100	110.000	3,24
2512	0,879	11,3	222	1322	132.200	3,62
128	0,893	10,0	13	1335	133.500	3,65
0	0,907	8,7	0	1335	133.500	3,65
1150	0,921	7,4	155	1490	149.000	3,94
681	0,933	6,2	110	1600	160.000	4,16
1107	0,944	5,2	213	1813	181.300	4,58
511	0,953	4,4	116	1929	192.900	4,81
469	0,962	3,5	134	2063	206.300	5,09
426	0,971	2,7	158	2221	222.100	5,42
255	0,978	2,1	121	2342	234.200	5,68
0	0,985	1,4	0	2342	234.200	5,68
554	0,992	0,7	791	3133	313.300	7,50
809	0,998	0,2	4045	7178	717.800	16,86

Pero

$$\Delta h_k \times k_k + \Delta h_1 \times k_1 + \dots \Delta h_n \times k_n = c_t - c_i \quad (7.57)$$

donde c_t es la capacidad total de la formación en milidarcy-pies y c_i son los milidarcy-pies completamente inundados; la diferencia expresa los milidarcy-pies restantes que aún producen petróleo en el extremo de la salida. Finalmente, después de multiplicar los términos de la Ec. (7.56) por h_i/k_i

$$R = \frac{h_i k_i + (c_t - c_i)}{h_i k_i} \quad (7.58)$$

La producción fraccional de agua en la superficie puede expresarse por la ley de Darcy en forma lineal, donde W es el espesor común de las capas y L su longitud, en la siguiente forma:

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} = \frac{\frac{1,127 W \Delta p \Sigma k_w \Delta h_w}{\mu_w L}}{\frac{1,127 W \Delta p \Sigma k_w \Delta h_w}{\mu_w L} + \frac{1,127 W \Delta p \Sigma k_o \Delta h_o}{\mu_o B_o L}}$$

$$= \frac{\frac{\Sigma k_w \Delta h_w}{\mu_w}}{\frac{\Sigma k_w \Delta h_w}{\mu_w} + \frac{\Sigma k_o \Delta h_o}{\mu_o B_o}} \quad (7.59)$$

Reemplazando k_w por $(k \times k_{rw})$ y k_o por $(k \times k_{ro})$, donde k es la permeabilidad absoluta, multiplicando el numerador y denominador por $\mu_o B_o / k_{ro}$, y escribiendo

$$A = \frac{\mu_o}{\mu_w} \times \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \times B_o$$

se obtiene

$$f_w = \frac{A \Sigma k \Delta h_w}{A \Sigma k \Delta h_w + \Sigma k \Delta h_o} \quad (7.60)$$

Pero $\Sigma k \Delta h_w$ son los milidarcy-pies que producen agua a cualquier etapa de desplazamiento, es decir, c_j ; y $\Sigma k \Delta h_o$ es $(c_i - c_j)$; por lo tanto, la ecuación de la producción fraccional de agua a condiciones atmosféricas se convierte en

$$f_w = \frac{A c_j}{A c_j + (c_i - c_j)} \quad (7.61)$$

La tabla 7.7 da los valores usados por Stiles²³ para el comportamiento de inundación de agua de un yacimiento estratificado. En la col. (2) aparecen las permeabilidades absolutas medidas en cada pie de una formación de 29 pies de espesor neto, colocadas en orden decreciente de permeabilidad. Como todos los valores de Δh son iguales a un pie, la capacidad cumulativa en milidarcy-pies de la col. (3) es simplemente la suma de la col. (2). La capacidad total de la formación es 5075 md-p. La figura 7.20 es un gráfico de permeabilidad y capacidad cumulativa como función del espesor cumulativo. La tabla 7.7 y figura 7.20 muestran, por ejemplo, que los 15

pies más permeables de la formación tienen una permeabilidad igual o mayor que 127 md, y que la capacidad de estos 15 pies es 4187 md-p. Por lo tanto, un poco más de la mitad de la formación contiene el 82,5 por 100 de la capacidad total. Cuando el decimoquinto pie ha sido completamente invadido con agua, es decir cuando $h_i=15$ pies,

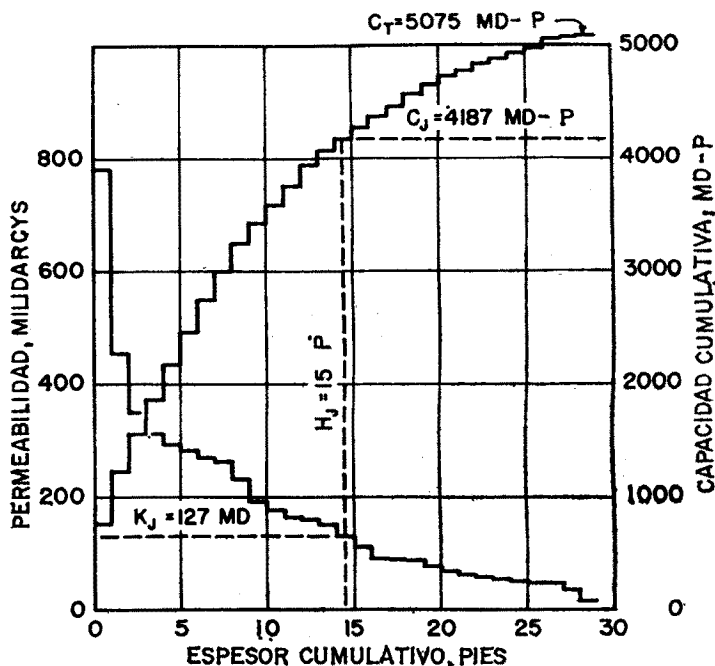


FIG. 7.20.—Distribuciones de permeabilidad y capacidad para los datos de la Tabla 7.7.

$k_j=127$ md y $c_j=4187$ md-p, la recuperación fraccional, según la Ec. (7.58), es

$$R = \frac{15 \times 127 + (5075 - 4187)}{29 \times 127} = 0,758$$

La permeabilidad relativa al petróleo, k_{ro} , en el banco o zona de petróleo delante de los frentes de inundación es 0,80, y la permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , en la zona inundada de agua detrás de los frentes es 0,20. La viscosidad del petróleo en el yacimiento es 4,34 cp y la viscosidad del agua 0,82. El factor volumétrico del petróleo es 1,073 bl/BF, de manera que la constante A en la Ec. (7.60) es

$$A = \frac{4,34}{0,82} \times \frac{0,20}{0,80} \times 1,073 = 1,42$$

La producción fraccional en la superficie, f_w , cuando los 15 pies más permeables han sido invadidos por agua, según la Ec. (7.61), es

$$f_w = \frac{1,42 \times 4187}{1,42 \times 4187 + (5075 - 4187)} = 0,870$$

En las cols. (5) y (6) aparecen las recuperaciones y las producciones fraccionales de agua en la superficie a medida que cada pie es inundado. La figura 7.21 es el gráfico de los cálculos de producción fraccional de agua como función de la recuperación. También contiene un

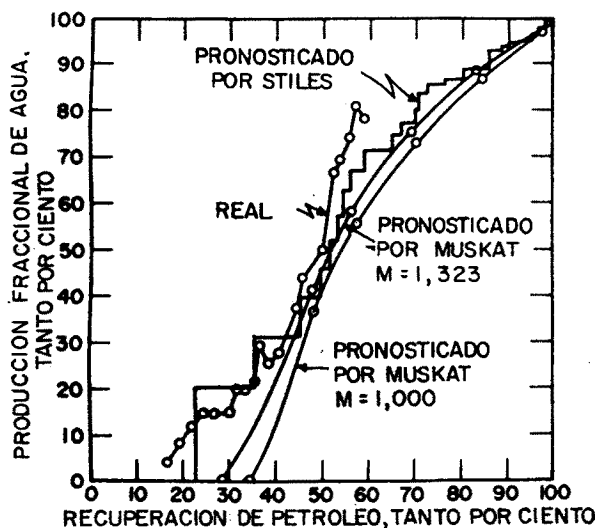


FIG. 7.21.—Gráficos real y calculado de la producción fraccional de agua a condiciones atmosféricas frente a la recuperación para los datos del yacimiento estratificado de la Tabla 7.7.

gráfica de la producción fraccional de agua obtenida en el campo como función de la recuperación, confirmando en esta forma la tendencia general de la predicción.

Para expresar las predicciones en base de tiempo real y rata de producción, se debe conocer o estimar cierta información adicional. Por ejemplo, los datos de la tabla 7.7 se aplicarán a una unidad de un yacimiento de 100 ac-p que va a inundarse, una vez que ocurra la

depleción primaria por el mecanismo de empuje por gas en solución. La porosidad de la formación es 19 por 100 y la saturación de agua connata 24 por 100, de manera que el petróleo inicial a condiciones normales en la unidad de 100 ac-p para un factor volumétrico del petróleo de 1,215 bl/BF es

$$\begin{aligned}\text{Petróleo inicial} &= N = \frac{7758 \times 100 \times 0,19 \times (1 - 0,24)}{1,215} \\ &= 92.200 \text{ BF}\end{aligned}$$

La saturación de petróleo después del agotamiento primario puede estimarse por los métodos explicados en la Sec. 4 de este capítulo; también puede obtenerse del análisis de núcleos de nuevos pozos (pozos de inyección) perforados por el método a cable después del agotamiento primario, o puede calcularse por balance de materiales y balances volumétricos. Si se emplea este último método, la recuperación del yacimiento por agotamiento primario es 111,5 BF/ac-p, o 11.150 BF para la unidad de 100 ac-p, o sea una recuperación de 12,1 por 100 por agotamiento primario. Por lo tanto, la saturación de petróleo después del agotamiento primario, según la Ec. (7.45), es

$$S_{op} = (1 - 0,121) - \frac{1,073}{1,215} (1 - 0,24) = 0,59$$

El petróleo residual después de la inundación completa de agua puede obtenerse a partir del análisis de núcleos de pozos perforados por el método rotatorio o de pruebas de desplazamiento en el laboratorio con muestras de núcleos. En el caso del presente ejemplo, la saturación de petróleo residual determinada por medio de núcleos fue 21 por 100 del espacio poroso. Ya que esta determinación es a presión y temperatura atmosféricas, se debe aumentar por el factor volumétrico residual de petróleo de 22,5 por 100. En esta forma, el petróleo recuperable por inundación completa de la unidad de 100 ac-p del yacimiento es

$$\begin{aligned}N_{pf} &= \frac{7758 \times 100 \times 0,19 \times (0,59 - 0,225)}{1,073} \\ &= 50.100 \text{ BF}\end{aligned}$$

La experiencia ha demostrado que en el sistema de cinco pozos (un pozo productor y cuatro pozos de inyección circundantes) la eficiencia de barrido es sólo de 70 a 90 por 100 de la geometría lineal.

Por lo tanto, la recuperación esperada por inundación con agua usando una eficiencia de barrido de 85 por ciento, es

$$N_p = 0,85 \times 50.100 = 42.585 \text{ BF}$$

En este ejemplo, la recuperación secundaria por inundación con agua es aproximadamente cuatro veces la recuperación primaria, o 46,2 por 100 del petróleo inicial, lo que corresponde a una recuperación total de 58,3 por 100 por recuperaciones primaria y secundaria.

La experiencia también ha enseñado que el espacio ocupado por gas en el yacimiento debe ser reemplazado o *llenado* por agua antes de que los pozos de producción respondan totalmente a la inyección de agua. El gas presente se disuelve en el petróleo, y el que no, se comprime a una fracción insignificante de su volumen inicial. El *tiempo de relleno* para la unidad, con una saturación de gas de 17 por 100, a una rata de inyección de 100 BAPD, es

$$t = \frac{7758 \times 100 \times 0,19 \times 0,17}{100} = \frac{25.000}{100} = 250 \text{ días}$$

El *volumen de relleno* es 25.000 bls.

La col. (7) de la tabla 7.7 es el producto de la recuperación fraccional R en la col. (5) y 42.585 BF de petróleo recuperable. En la col. (8) aparecen las diferencias de la col. (7), es decir, los barriles recuperados entre los agotamientos sucesivos de las capas. Si se inyecta 100 BAPD en la unidad y se produce 100 barriles de petróleo y agua a condiciones del yacimiento, luego $(1 - f'_w)$ es la fracción de petróleo en el fluido total producido a condiciones del yacimiento, donde f'_w es la producción fraccional de agua en el yacimiento obtenida por

$$f'_w = \frac{A'c_i}{A'c_i + (c_t - c_i)}, \text{ donde } A' = \frac{k_w}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (7.62)$$

Las producciones fraccionales de agua en el yacimiento se calcularon con la Ec. (7.62) y aparecen en la col. (9). Por ejemplo, la producción fraccional de agua a condiciones del yacimiento cuando el décimo-quinto pie produce agua es

$$f'_w = \frac{1,32 \times 4187}{1,32 \times 4187 + (5075 - 4187)} = 0,862$$

La rata de petróleo en el yacimiento cuando el agua comienza a abrirse paso en el decimosexto pie es entonces $100(1-f_w)$ y la rata de producción en la superficie es

$$q_{sc} = \frac{100 \times (1 - f_w)}{B_o} = \frac{100(1 - 0,862)}{1,073} = 12,9 \text{ BF/día}$$

En la col. (10) aparecen las ratas de producción en la superficie a medida que cada pie comienza a producir agua. Así, mientras que el primer pie comienza a producir agua, la rata de producción es de 100 BPPD en el yacimiento, o 93,2 BF/día. En la col. (11) aparece el tiempo en días entre las rupturas del frente de agua de los sucesivos pies de espesor de la formación. Por ejemplo, 1704 BF se producen entre las rupturas del decimoquinto y decimosexto pie. La rata de producción del petróleo durante este intervalo es 12,9 BF/día, de manera que el tiempo Δt es

$$\Delta t = \frac{1704}{12,9} = 132 \text{ días}$$

La col. (12) es la suma de la col. (11) y da el tiempo total de inyección *incluyendo* los 250 días de tiempo de relleno. La col. (13) es

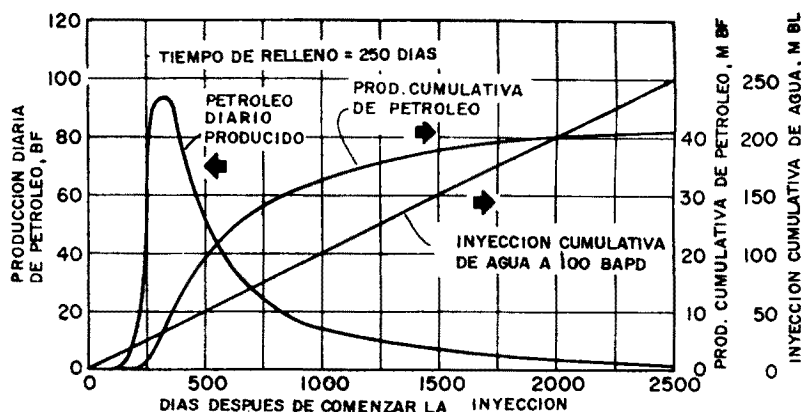


FIG. 7.22.—Pronóstico del comportamiento con los datos de inundación de agua de la Tabla 7.7.

la inyección cumulativa de agua a una rata de inyección de 100 BAPD y la col. (14) la razón del agua inyectada al petróleo producido. La figura 7.22 muestra las curvas continuas de comportamiento para los cálculos de la tabla 7.7 registrada como función de tiempo.

Stiles usó en su trabajo permeabilidades K_j , espesores H_j y capacidades C_j , todos *adimensionales* y denotadas por letras mayúsculas. Se relacionan a milidarcys, pies y milidarcys-pies, respectivamente, por

$$K_j = k_j/k_{avg}; \quad H_j = h_j/h_t; \quad C_j = c_j/c_t$$

donde $k_{avg} = c_t/h_t$, igual que para capas paralelas. Substituyendo estos valores en las Ecs. (7.58) y (7.61), se convierten en

$$R = \frac{H_j K_j + (1 - C_j)}{K_j}$$

$$f_w = \frac{AC_j}{AC_j + (1 - C_j)}$$

La permeabilidad promedia de los datos de la tabla 7.7 es igual a la capacidad total 5075 md-p, dividida por el espesor total, 29 pies, o sea 175 md. Luego la escala de K empieza en un máximo de 776/175

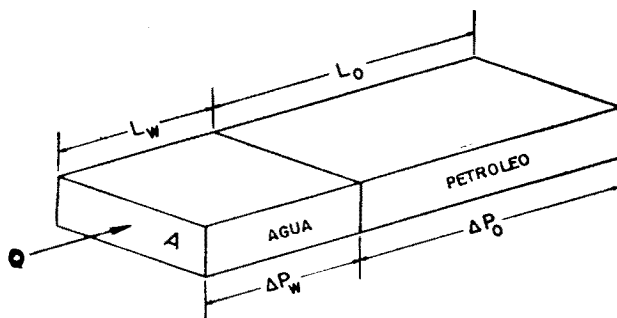


FIG. 7.23.

o 4.43 y decrece hasta 16/175 o 0,091. Los valores de C y H varían de uno a cero. Stiles también trazó una curva continua entre la producción fraccional de agua y recuperación de petróleo, en lugar de la curva escalonada (fig. 7.21). Otra alternativa consiste en agrupar las permeabilidades medidas en 8 ó 10 grupos, por ejemplo, 10-20 md, 20-42 md, etc., y considerar el sistema como 8 ó 10 capas de diferentes espesores y permeabilidades promedias para el intervalo, es decir, 15 md, 30 md, etc., respectivamente. Con este procedimiento se reducen los cálculos, y del gráfico escalonado resultante se obtienen curvas continuas.

En el método de Stiles se asume que la velocidad del frente de inundación en cualquier zona o capa es proporcional a la permeabilidad absoluta de dicha capa, y para una caída constante de presión, esta velocidad es constante. Esto se cumple sólo para una razón de movilidades de 1,00. Considérese por un momento el desplazamiento en una capa lineal, tal como lo muestra la figura 7.23. Sea la longitud total de la capa L , la longitud de la zona inundada por agua L_w y la longitud de la zona de petróleo L_o . Como la caída total de presión es igual a la suma de las caídas individuales, aplicando la ley de Darcy, se obtiene

$$\frac{q\mu_{avg}L}{1,127 k_{avg}A} = \frac{q\mu_w L_w}{1,127 k_w A} + \frac{q\mu_o L_o}{1,127 k_o A}$$

Cancelando y resolviendo para $k_{avg}/\mu_{avg}L$

$$\frac{k_{avg}}{\mu_{avg}L} = \frac{1}{\mu_w L_w/k_w + \mu_o L_o/k_o} \quad (7.63)$$

Pero

$$q = \frac{1,127 k_{avg} A \Delta p}{\mu_{avg} L}$$

Substituyendo la Ec. (7.63) en la ecuación anterior,

$$v = \frac{q}{A} = \frac{1,127 \Delta p}{\mu_w L_w/k_w + \mu_o L_o/k_o} \quad (7.64)$$

La Ec. (7.64) expresa la velocidad *aparente* en barriles por día por pie cuadrado. Se convierte a la velocidad promedia real, en pies por día, multiplicando por 5,615 p³/bl y dividiendo por $\phi \times \Delta S_o$, donde ϕ es la porosidad total y ΔS_o el cambio en saturación de petróleo causado por el desplazamiento. Luego,

$$v(\text{real}) = \frac{6,328 \Delta p}{\phi \Delta S_o (\mu_w L_w/k_w + \mu_o L_o/k_o)} \quad (7.65)$$

Como (L_w/L) es la recuperación fraccional del petróleo *recuperable* R , y M razón de movilidades λ_w/λ_o , la Ec. (7.65) puede escribirse como

$$v(\text{real}) = \frac{6,328 k_w \Delta p}{\mu_w L \phi \Delta S_o [R + M(1 - R)]} \quad (7.66)$$

La velocidad inicial, cuando $R=0$ en la Ec. (7.66), es

$$v_i(\text{real}) = \frac{6,328 k_o \Delta p}{\mu_o L \phi \Delta S_o} \quad (7.67)$$

Luego la velocidad relativa (v/v_i) a cualquier tiempo es

$$\frac{v}{v_i} = \frac{M}{R + M(1 - R)} \quad (7.68)$$

La figura 7.24 muestra la velocidad relativa de un frente de inundación bajo una presión diferencial constante como función de la recuperación fraccional de una *sola* capa lineal, para diferentes razones de movilidades.

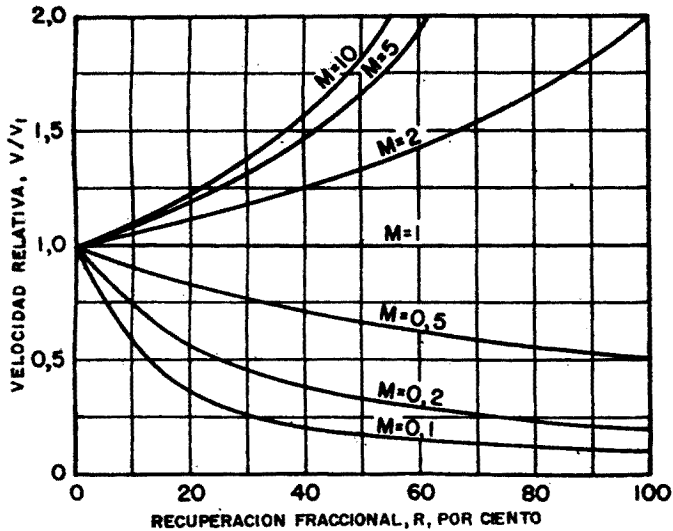


FIG. 7.24.—Velocidad relativa del frente de inundación en una capa lineal como función de la razón de movilidades.

La aplicación de los conceptos de la Ec. (7.68) y figura 7.24 a flujo paralelo en dos o más capas de diferentes permeabilidades absolutas conduce a la conclusión que bajo una caída constante de presión a través de las capas donde la razón de movilidades es mayor de la unidad, el flujo total a través de las mismas aumentará a medida que la recuperación avanza, y viceversa. Este aumento es debido a que la fase de petróleo siendo menos móvil es reemplazada por la

fase de agua de mayor movilidad, ya que $\lambda_w/\lambda_o > 1,00$. También puede decirse que la razón entre el flujo de dos capas cambiará con la etapa de depleción. Además, las distribuciones de presión en las capas adyacentes serán diferentes, dando origen a flujo entre capas, a no ser que las mismas estén separadas por barreras impermeables. La figura 7.24 indica que para una razón de movilidades mayor de uno, la velocidad en cada capa *acelera* a medida que el desplazamiento avanza. Como el desplazamiento es mayor en las capas más permeables, la ruptura del frente en estas capas ocurrirá relativamente más temprano que en el caso de una razón de movilidades de uno. Como consecuencia, la recuperación cuando ocurre la ruptura será menor para razones de movilidades altas, y a cualquier recuperación fraccional de petróleo, la producción fraccional de agua será mayor para altas razones de movilidades.

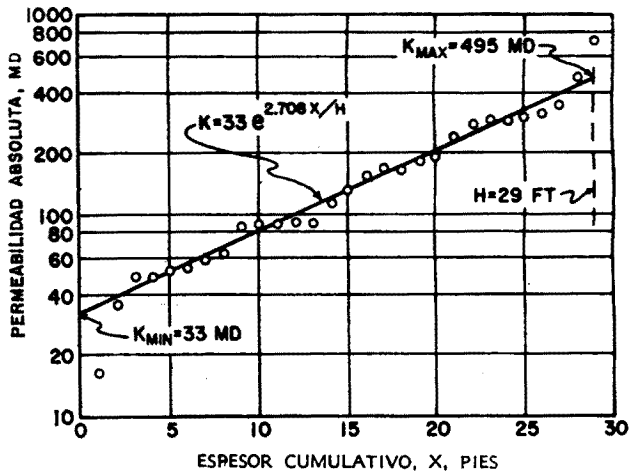


FIG. 7.25.—Gráfico en papel semilogarítmico de la distribución de permeabilidad de los datos de la Tabla 7.7.

Es lógico que cuando la razón de movilidades es diferente de la unidad la solución al problema de estratificación de permeabilidad es considerablemente más compleja que la solución de Stiles. Muskat²⁴ ha obtenido soluciones para razones de movilidades diferentes a uno para casos donde la distribución de permeabilidad es lineal, y cuando es exponencial. Cuando las capas están colocadas en orden creciente de permeabilidad y el gráfico entre permeabilidad absoluta y espesor cumulativo se aproxima a una línea recta en papel de coordenadas cartesianas, se dice que la distribución de permeabilidad es *lineal*, y cuando el gráfico se aproxima a una línea

recta en papel semilogarítmico se dice que la distribución es exponencial. La figura 7.25 es un gráfico de los datos de distribución de permeabilidad de la tabla 7.7 en papel semilogarítmico. Con excepción de los valores menor y mayor de permeabilidad, se puede representar la distribución por la línea recta dibujada, y la distribución, *exponencial* en este caso, puede representarse por

$$k = k_{\min} e^{bx/h_i} \quad (7.69)$$

h_i son los pies totales de la formación y k la permeabilidad corresponde al pie número x . Las ecuaciones de Muskat para la recuperación fraccional, R , y la razón agua-petróleo de producción en el yacimiento a cualquier tiempo t para el caso de la distribución *exponencial* son

$$R = 1 + \frac{1}{(M-1)b} \ln \left(\frac{r}{t} \right) - \frac{2}{(M-1)b} + \frac{M}{(M-1)b} \left[2A - \ln \left\{ \frac{(1-M)(A+1)}{(1+M)(A-1)} \right\} \right] \quad (7.70)$$

$$\left(\frac{q_w}{q_o} \right)_{\text{res}} = \frac{(M^2-1)(\bar{t}-1)}{2(AM-1)} \quad (7.71)$$

donde $A = \sqrt{1 - \left(1 - \frac{1}{M^2} \right) \frac{\bar{t}}{r}}$

$$M = \frac{k_w}{k_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_w} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \text{razón de movilidades}$$

b = constante en el exponente de la Ec. (7.69), igual a la pendiente de la línea recta en papel semilogarítmico

$$r = \frac{k_{\max}}{k_{\min}}$$

$$r = e^b \text{ o } b = \ln r$$

$\bar{t} = t/t_B$, donde t es el tiempo real y t_B es el tiempo de ruptura de la capa más permeable

$\left(\frac{q_w}{q_o} \right)_{\text{res}}$ = razón agua-petróleo en el yacimiento al extremo de producción (pozos) de las capas paralelas

Cuando $M=1$ las Ecs. (7.70) y (7.71) para la distribución *exponencial* se reducen a

$$R = \frac{1}{b} \left(1 - \frac{\bar{t}}{r} + \ln \bar{t} \right)$$

$$\left(\frac{q_w}{q_o}\right)_{\text{res}} = \frac{\bar{t} - 1}{1 - \bar{t}/r}$$

Para los datos de la tabla 7.7,

$$M = \frac{k_w}{\mu_w} \times \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{0,20}{0,82} \times \frac{4,34}{0,80} = 1,323$$

De la figura 7.25

$$r = \frac{k_{\max}}{k_{\min}} = \frac{495}{33} = 15,0$$

$$b = \ln r = \ln 15 = 2,708$$

La recuperación acumulativa a la primera ruptura, es decir, cuando $\bar{t}=1,00$, calculada por la Ec. (7.70) es 29,2 por 100. El valor de la razón agua-petróleo cuando $\bar{t}=1,0$ es, lógicamente, cero. Cuando $\bar{t}=2,0$

$$A = \sqrt{1 - \left(1 - \frac{1}{1,323^2}\right) \frac{2}{15}} = 0,971$$

Luego

$$R = 1 + \frac{1}{(1,323 - 1)2,708} \ln \left(\frac{15}{2}\right) - \frac{2}{(1,323 - 1)2,708} + \frac{1,323}{(1,323 - 1)2,708} \left[2 \times 0,971 - \ln \left\{ \frac{(1 - 1,323)(0,971 + 1)}{(1 + 1,323)(0,971 - 1)} \right\} \right]$$

$$R = 0,484 \text{ o } 48,4 \text{ por } 100.$$

De la Ec. (7.71),

$$\left(\frac{q_w}{q_o}\right)_{\text{res}} = \frac{(1,323^2 - 1)(2,0 - 1,0)}{2(0,971 \times 1,323 - 1)} = 1,316$$

La producción fraccional de agua en la superficie, f_w , en función de la fracción en el yacimiento, f'_w , y del factor volumétrico del petróleo B_o ,

$$f_w = \frac{f'_w}{f'_w + f'_o/B_o}$$

Dividiendo todos los términos por f'_o

$$f_w = \frac{f'_w/f'_o}{f'_w/f'_o + 1/B_o} = \frac{(q_w/q_o)_{\text{res}}}{(q_w/q_o)_{\text{res}} + 1/B_o}$$

Luego para $(q_w/q_o)_{res}=1,316$ y $B_o=1,073$ bl/BF, la producción fraccional de agua en la superficie es

$$f_w = \frac{1,316}{1,316 + 1/1,073} = 0,585 \text{ o } 58,5 \text{ por } 100.$$

La tabla 7.8 muestra los cálculos de recuperaciones fraccionales, razón agua-petróleo en el yacimiento y producción fraccional de agua en la superficie en función de $\bar{t}$, para la distribución de permeabilidad de la figura 7.25 (también fig. 7.20) y usando como razones de movilidades 1,323 y 1,000. Para comparar los datos obtenidos en el campo con los cálculos obtenidos por el método de Stiles, las producciones fraccionales de agua en la superficie se dibujan como función de la recuperación fraccional en la figura 7.21. Las predicciones de Muskat y Stiles concuerdan bastante bien y ambos están también en razonable acuerdo con el comportamiento real de la inundación por agua. Naturalmente que es impropio juzgar la exactitud de ambos métodos a partir de sólo este caso práctico, ya que ambos se basan en un número de suposiciones simplificadoras, algunas de las cuales pueden diferenciarse apreciablemente del caso real. Además, existen incertidumbres en los valores que afectan los resultados. Arps²⁵ hace notar que cuando las variaciones de permeabilidad, determinadas por medio de análisis de núcleos, son inconsistentes, es decir, al azar, el desplazamiento ocurrirá en forma muy similar al que ocurre en un estrato uniforme. El tipo de análisis de Stiles y Muskat se aplica a yacimientos que posean una estratificación definida en permeabilidad.

TABLA 7.8. Cálculos de recuperación como función de la producción fraccional de agua para un yacimiento estratificado. $r=15,0$; $b=2,708$; $B_o=1,073$

Razón de movilidades=1,323				Razón de movilidades=1,000			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
$\bar{t}$	A	R	$(q_w/q_o)_{res}$	Prod. fraccional de agua en la superficie, f_w	R	$(q_w/q_o)_{res}$	Prod. fraccional de agua en la superficie, f_w
1,0	0,986	0,282	0,000	0,000	0,344	0,000	0,000
1,5	0,978	0,484	0,638	0,406	0,482	0,556	0,374
2,0	0,971	0,557	1,316	0,585	0,576	1,153	0,553
3,0	0,956	0,691	2,83	0,752	0,701	2,500	0,782
5,0	0,926	0,826	6,67	0,877	0,840	6,000	0,866
10,0	0,845	0,970	28,6	0,969	0,973	27,000	0,967
15,0					1,000	∞	1,000

En las discusiones anteriores se predijo el efecto de las razones altas de movilidades en el sentido de acelerar la ruptura, y para cualquier recuperación fraccional las producciones fraccionales de agua serán mayores, o sea que ocurre una desviación de la curva de la figura 7.21 hacia arriba y a la izquierda. Esto se ilustra en la figura 7.21 mediante las dos predicciones de Muskat, cuyas razones de movilidades son 1,323 y 1,000. Las predicciones de Stiles para la recuperación se basan en una razón de movilidades de 1,00, o sea que la rata de desplazamiento en cada capa es proporcional a su permeabilidad absoluta; sin embargo, en el cálculo de la producción fraccional de agua, Stiles introduce la razón de movilidades. Las predicciones de Muskat de la tabla 7.8 pueden expresarse en base a tiempo y ratas reales, como se hizo con el método de Stiles en la tabla 7.7.

Dykstra y Parsons²⁶ también presentaron una solución al problema de estratificación de permeabilidad, y Johnson²⁷ presenta este estudio en forma gráfica. Suder y Calhoun²⁸ y Ache²⁹ obtuvieron soluciones para un arreglo geométrico radial de cinco pozos, mientras que los otros se basan en sistemas lineales. Aunque la mayoría de estas soluciones se desarrollaron para operaciones de inundación con agua, también se aplican a problemas de intrusión natural de agua. El problema también se presenta en operaciones de reciclo de gas, y siempre que un fluido desplaza a otro en un yacimiento que posea estratificación de permeabilidad. Muskat³⁰, Lindblad, Standing y Parsons³¹ y Hurst y van Everdingen³² han estudiado el efecto de la estratificación de permeabilidad en recuperaciones por reciclo.

8. EFICIENCIA DE BARRIDO

En la mayoría de las discusiones de las secciones anteriores no se menciona lo referente a la geometría del flujo, o simplemente se asume geometría lineal de flujo, es decir, flujo en sistemas lineales. Desplazamiento lineal ocurre en capas uniformes de sección transversal constante donde los extremos de entrada y de salida están abiertos al flujo. En estas condiciones el frente de inundación avanza como un plano (despreciando las fuerzas de gravedad), y cuando llega al extremo de salida, la *eficiencia de barrido* es 100 por 100, es decir, 100 por 100 del volumen de la capa que ha entrado en contacto con el fluido desplazante. Por otra parte, si el fluido desplazante se inyecta y el desplazado se produce a través de pozos localizados respectivamente en los extremos de entrada y de

salida de una capa lineal uniforme, como lo muestra la figura 7.26, el frente de inundación no es un plano, y la eficiencia de barrido a la ruptura es mucho menor del 100 por 100. En esta forma se puede definir la eficiencia de barrido como la razón del volumen barrido a cualquier tiempo al volumen total sometido a invasión. En capas de espesor constante puede expresarse en base superficial en vez de base volumétrica. Con el fin de distinguir la eficiencia de barrido y la eficiencia de desplazamiento, discutido en las secciones 2 y 3, generalmente se asume que detrás del frente no ocurre desplazamiento adicional. Además, con el fin de distinguirla de la eficiencia debido a la estratificación de permeabilidad, discutida en la sección 7, la eficiencia de barrido generalmente se define con referencia a una capa o yacimiento de permeabilidad uniforme. El factor

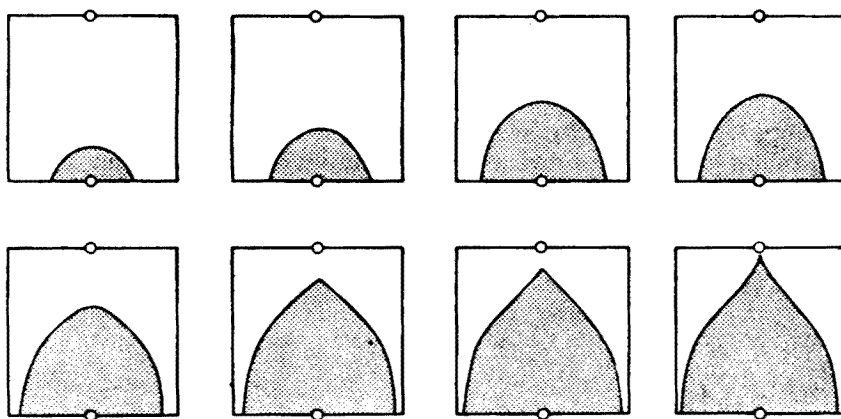


FIG. 7.26.—Historia fotográfica de un sistema de inyección de fluido con empuje de línea recta, en condiciones de flujo de estado continuo, obtenida con un modelo electrolítico y usando papel secante. (Tomado de Wyckoff, Botset y Muskat, Actas del AIME.)

de recuperación es luego función de diferentes eficiencias: la eficiencia de barrido, la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia por estratificación de permeabilidad.

Las eficiencias de barrido se han estudiado por métodos matemáticos y con modelos. Los análisis matemáticos están más o menos limitados a estudios donde los límites de la unidad o yacimiento son regulares, por ejemplo, un cuadrado donde el espesor de la formación es constante, y donde la razón de movilidades de los fluidos desplazante al desplazado es igual a la unidad. Los modelos,

por otra parte, pueden incluir variaciones en algunas o todas estas variables, o sea, límites irregulares de las unidades y espesor variable de la formación. El *modelo electrolítico* desarrollado por Wyc-koff, Botset y Muskat y descrito por Botset³³ representa el movi-miento de fluidos en el yacimiento por el movimiento de iones de cobre-amonio (azul) y zinc-amonio (incolores) en un medio tal como papel secante o una solución gelatinosa de agar-agar. El mo-delo se reproduce geoméricamente a escala, representando la uni-dad o yacimiento, generalmente usando una escala vertical bastante grande. Los iones se mueven por la acción de voltajes aplicados a electrodos insertados en la localización de los pozos, y el avance

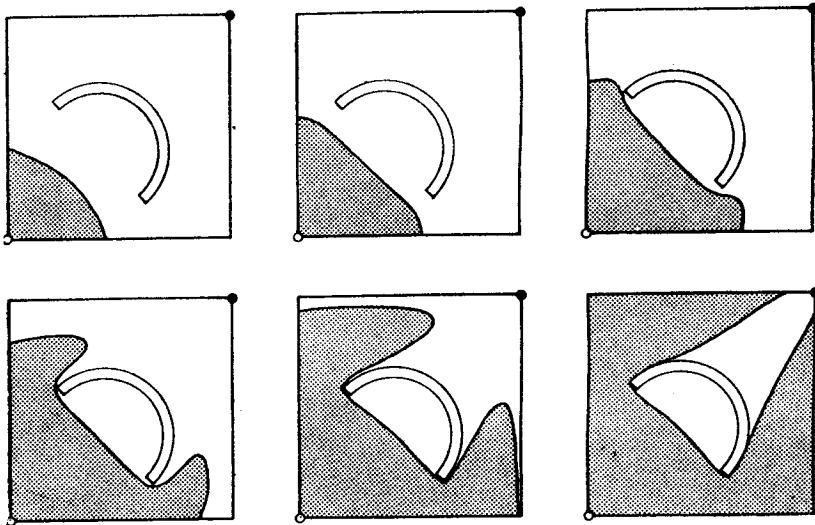


FIG. 7.27.—Historia fotográfica de un desplazamiento de fluido alrededor de una barrera curva en un arreglo de cinco pozos. (Tomado de Wyc-koff, Botset y Muskat, Actas del AIME.)

del frente se observa visualmente, o se toman fotografías a interva-los a medida que los iones coloreados se alejan de los electrodos positivos (pozos de inyección). La figura 7.26 muestra la posición del frente de desplazamiento a sucesivos períodos hasta la ruptura para el sistema de empuje de línea recta en un cuadrado, obtenida por medio de un modelo electrolítico. La figura 7.27 muestra un estudio similar en un cuadrante de un arreglo de cinco pozos, que contiene una obstrucción curva. Como las movilidades de los iones de zinc y cobre son iguales, los estudios con modelos electrolíticos

representan dos fluidos de iguales viscosidades, y por consiguiente los resultados se aplican a casos donde la razón de la movilidad del fluido desplazante detrás del frente a la movilidad del fluido desplazado adelante del frente es igual a la unidad. Burton y Crawford³⁴ usaron otros iones de amonio de complejos metálicos para reproducir razones de movilidades de 0,5, 0,85, 1,20 y 3,0.

Swearingen³⁵ introdujo el *modelo potenciométrico* para estudiar la eficiencia de barrido en operaciones de reciclo de gas. Hurst y

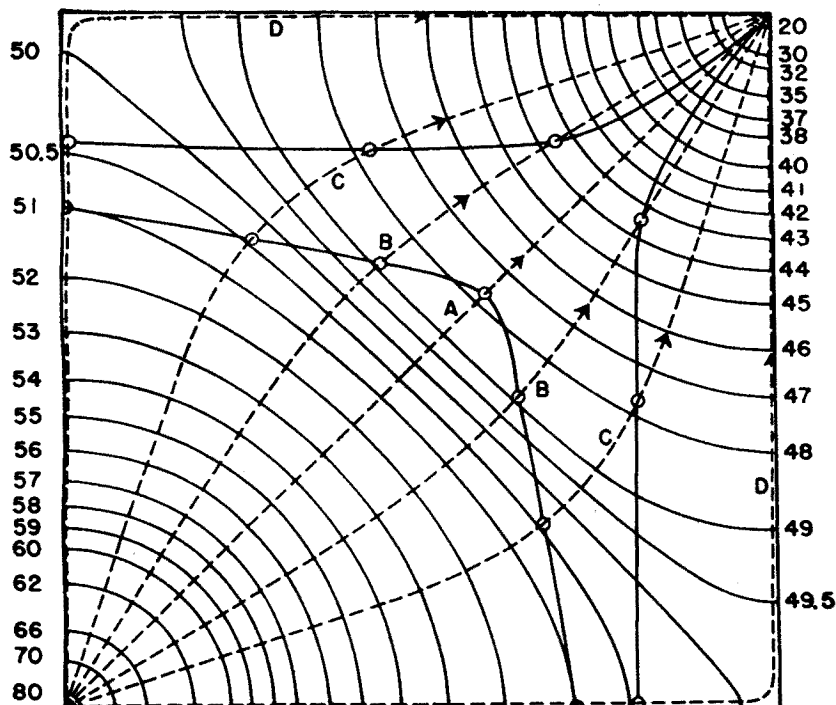


FIG. 7.28.—Estudio con un modelo potenciométrico de un arreglo de cinco pozos, mostrando las líneas isopotenciales, las líneas de flujo y los dos frentes de inundación calculados en la Tabla 7.9. (Según Wyckoff, Botset y Muskat, *Actas del AIME*.)

McCarty³⁶ y Lee³⁷ han descrito más ampliamente y han refinado este tipo de modelo, el que, como los modelos eléctricos descritos en el capítulo 6, sección 16, depende de la analogía entre la ley de Ohm y la ley de Darcy para el cuerpo eléctricamente conductor, que reproduce geoméricamente a escala el yacimiento o unidad que representa. El modelo es un depósito de agua con un electrolito, cuya

profundidad es proporcional al espesor del yacimiento y cuya geometría superficial y localización de pozos son similares a los del yacimiento representado.

Las corrientes de los electrodos se regulan a ratas proporcionales a las existentes o asumidas de producción e inyección. Se usa un par de electrodos exploradores para localizar las líneas *isopotenciales*, transferidas por medio de un pantógrafo a un mapa isópaco. La figura 7.28 muestra las líneas isopotenciales (sólidas) de un cuadrante de una red o arreglo de cinco pozos de espesor constante determinadas con un modelo potenciométrico. Las líneas de flujo (interrumpidas) entre pozos se dibujan perpendiculares a las líneas isopotenciales. El tiempo *relativo* de recorrido del frente entre dos líneas isopotenciales cualesquiera es directamente proporcional a la distancia Δx entre las líneas e inversamente proporcional al gradiente de voltaje (presión) $\Delta E/\Delta x$, o

$$\Delta t = \frac{\Delta x}{\Delta E/\Delta x} = \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E} \quad (7.72)$$

Como los tiempos son relativos, puede usarse cualquier sistema de unidades de distancia y tiempo. El tiempo *relativo* para llegar a cualquier línea isopotencial es el total de los valores individuales de Δt , o

$$t = \Sigma \Delta t = \Sigma \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E} \quad (7.73)$$

El frente a cualquier tiempo relativo se halla conectando los puntos de igual tiempo relativo en las distintas líneas de flujo. La tabla 7.9 muestra los cálculos de los tiempos relativos de recorrido en las líneas de flujo A, B, C y D de la figura 7.28. En la región de 100 a 55 unidades de potencial, y también de 43 a 0, el flujo es casi radial, y las medidas de los valores de Δx de la línea A también se usan para las líneas B, C y D. En la figura 7.28 se muestran dos frentes de tiempo, uno al tiempo relativo de 1150 unidades y el otro al de 1769 unidades, siendo este último el tiempo de ruptura para la línea de flujo más directa (corta) entre los pozos de inyección y producción. La eficiencia de barrido a la ruptura, obtenida midiendo con un planímetro las áreas barrida y total, es aproximadamente 72 por ciento.

El modelo potenciométrico descrito es aplicable a sistemas donde la razón de movilidades es igual a la unidad. Por consiguiente, es bastante aplicable a operaciones de reciclo en yacimiento de

TABLA 7.9. Cálculos para determinar la eficiencia de barrido del arreglo de cinco pozos a partir del estudio con el modelo potenciométrico de la fig. 7.28

E	ΔE	Línea de flujo A				Línea de flujo B			
		Δx	$(\Delta x)^2$	$\frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	$\sum \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	Δx	$(\Delta x)^2$	$\frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	$\sum \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$
80	20	5	25	1	1				1
70	10	9	81	8	9				9
66	4	8	64	16	25				25
62	4	12	144	36	61				61
60	2	9	81	41	102				102
59	1	5	25	25	127				127
58	1	6	36	36	163				163
57	1	7	49	49	212				212
56	1	8	64	64	276				276
55	1	9	81	81	357	9	81	81	357
54	1	9	81	81	438	9	81	81	438
53	1	9	81	81	519	11	121	121	559
52	1	9	81	81	600	12	144	144	703
51	1	10	100	100	700	11	121	121	824
50,5	0,5	6	36	72	772	7	49	98	922
50,0	0,5	7	49	98	870	7	49	98	1020
49,5	0,5	5	25	50	920	5	25	50	1070
49,0	0,5	5	25	50	970	5	25	50	1120 ^a
48	1	12	144	144	1114 ^a	14	196	196	1316
47	1	12	144	144	1258	12	144	144	1460
46	1	9	81	81	1339	10	100	100	1560
45	1	9	81	81	1420	10	100	100	1660
44	1	8	64	64	1484	9	81	81	1741 ^b
43	1	8	64	64	1548	8	81	81	1805
42	1	7	49	49	1597				1854
41	1	6	36	36	1633				1890
40	1	6	36	36	1669				1926
38	2	7	49	25	1694				1951
37	1	4	16	16	1710				1967
35	2	6	36	18	1728				1985
32	3	8	64	21	1749				2006
30	2	5	25	13	1762				2019
20	10	8	64	6	1768				2025
0	20	5	25	1	1769 ^b				2026

^a Localización del frente de inundación a 1150 unidades de tiempo relativo.

^b Localización del frente de inundación a 1769 unidades de tiempo relativo, o sea, cuando ocurre la ruptura.

TABLA 7.9. (Continuación.)

E	ΔE	Línea de flujo C				Línea de flujo D			
		Δx	$(\Delta x)^2$	$\frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	$\sum \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	Δx	$(\Delta x)^2$	$\frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$	$\sum \frac{(\Delta x)^2}{\Delta E}$
80	20				1				1
70	10				9				9
66	4				25				25
62	4				61				61
60	2				102				102
59	1				127				127
58	1				163				163
57	1				212				212
56	1				276				276
55	1	9	81	81	357	9	81	81	357
54	1	9	81	81	438	10	100	100	457
53	1	13	169	169	607	12	144	144	601
52	1	13	169	169	776	15	225	225	826
51	1	14	196	196	972	18	324	324	1150 ^a
50,5	0,5	9	81	162	1134 ^a	14	196	392	1542 ^b
50,0	0,5	8	64	128	1262	26	676	352	2894
49,5	0,5	7	49	98	1360	34	1156	2312	5206
49,0	0,5	6	36	72	1432	15	225	450	5656
48	1	17	289	289	1721 ^b	21	441	441	6097
47	1	13	169	169	1890	15	225	225	6322
46	1	11	121	121	2011	14	196	196	6518
45	1	10	100	100	2111	11	121	121	6639
44	1	9	81	81	2192	9	81	81	6720
43	1	8	64	64	2256	8	64	64	6784
42	1				2305				6833
41	1				2341				6869
40	1				2377				6905
38	2				2402				6930
37	1				2418				6946
35	2				2436				6964
32	3				2457				6985
30	2				2470				6998
20	10				2476				7004
0	20				2477				7005

condensado de gas, pero no así para representar el desplazamiento de petróleo por agua, gas o fluido miscible. Aronofsky³⁸ adaptó el modelo potenciométrico para incluir razones de movilidades diferentes a la unidad.

Slobod y Caudle³⁹ introdujeron el modelo siluetógrafo de rayos X para determinar fácilmente los efectos de las razones de movilidades en las eficiencias de barrido. La unidad del yacimiento está representada por una placa porosa sellada por encima, por debajo y por los lados. Se inyectan y se producen líquidos miscibles de modelos de pozos a ratas apropiadas. La razón de movilidades se estudia variando la razón de viscosidad de los fluidos despla-

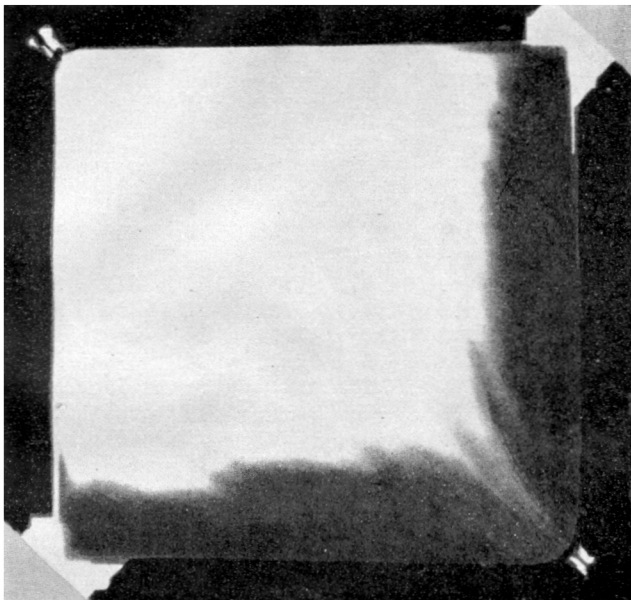


FIG. 7.29.—Estudio con el siluetógrafo de rayos X para un arreglo de cinco pozos con una razón de movilidades de uno. Obsérvese el acanalamiento digitado. (Tomado de Slobod y Caudle, Actas del AIME.)

do y desplazante. El fluido inyectado contiene un material absorbente de rayos X, por ejemplo, yodo-benzeno, yoduro de potasio, etc., y el frente se sigue en una pantalla florescente o impresionando películas fotográficas. La figura 7.29 muestra el estudio con el siluetógrafo de un arreglo de cinco pozos en el momento de la ruptura, donde la razón de movilidades es igual a la unidad.

La eficiencia de barrido a la ruptura es 69 por 100, comparado con el valor promedio de 72,2 por 100 obtenido por diferentes métodos, reportados por Slobod y Claude³⁹ en la siguiente forma:

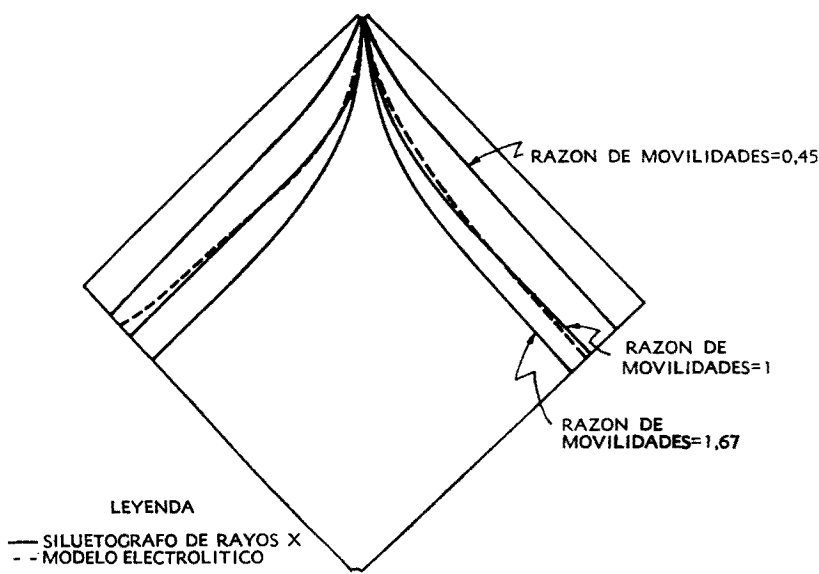


FIG. 7.30.—Estudios con el siluetoógrafo de rayos X mostrando el efecto de la razón de movilidades sobre la eficiencia de barrido a la ruptura. (Tomado de Slobod y Caudle, Actas del AIME.)

a) Muskat (modelo electrolítico antiguo)...	75,0 (± 3)
b) Muskat (solución matemática antigua)...	72,3
c) Hurst (solución matemática)	72,6
d) Muskat (solución matemática posterior)	71,5
e) Fay y Prats (solución numérica)	73,0
f) Aronofsky (inédito, modelo potenciométrico)	70,0
Promedio	72,2 por 100

La figura 7.30 muestra el efecto de la razón de movilidades en la eficiencia de barrido a la ruptura inicial para el arreglo de cinco pozos, obtenido con el siluetoógrafo de rayos X. Por comparación se incluye la distribución del flujo a la ruptura obtenido con un modelo electrolítico para una razón de movilidades igual a la unidad.

La figura 7.31 muestra los resultados de algunos estudios hechos por Dyes, Caudle y Erickson⁴⁰ sobre la eficiencia de barrido a la ruptura y después de ésta en arreglos de cinco pozos, en función de la razón de movilidades y de la fracción del fluido desplazante en

la corriente productora, es decir, la producción fraccional de agua a condiciones del yacimiento, f_w , para un sistema agua-petróleo. La figura 7.32 muestra la eficiencia de barrido en función de la razón de movilidades y de la inyección total, expresada en términos del volumen desplazable de la unidad. El ejemplo 7.1 muestra el uso

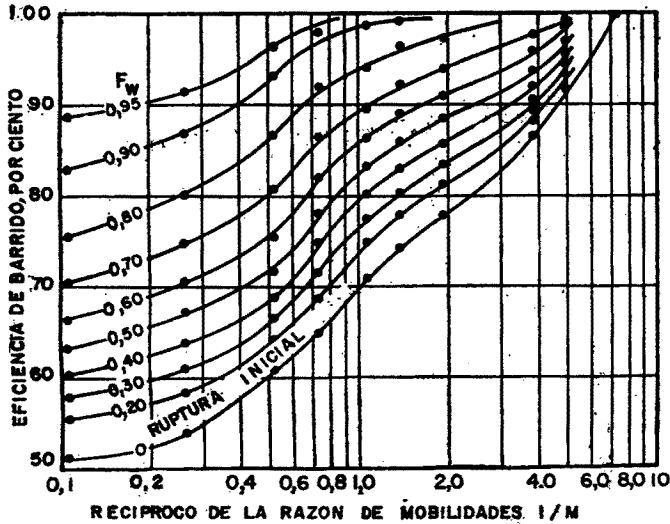


FIG. 7.31.—Efecto de la razón de movilidades sobre la eficacia de barrido en arreglos de cinco pozos. La producción fraccional de agua en el yacimiento es f_w y $M = \lambda_w / \lambda_o$. (Tomado de Dyes, Caudle y Erickson, Actas del AIME.)

de estas figuras para calcular las recuperaciones en una inundación con agua en un arreglo de cinco pozos.

Ejemplo 7.1. Calcular la recuperación en un arreglo de cinco pozos por inundación con agua.

Datos:

Espaciamiento = 10 acres

Porosidad = 22 por 100

$B_o = 1,31$ bl/BF

$k_{ro} = 0,80$

$k_{rw} = 0,24$

Rata de inyección = 100 BPD

Espesor = 20 pies

$S_{oi} = 65$ por 100

$$S_{or} = 30 \text{ por } 100$$

$$\mu_o = 6,66 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 0,60 \text{ cp}$$

$$\text{SOLUCIÓN: Razón de movilidades, } M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} = \frac{0,24 \times 6,66}{0,80 \times 0,60} = 3,33$$

$$\text{Volumen desplazable} = \frac{43.560 \times 10 \times 20 \times 0,22 \times (0,65 - 0,30)}{5,615}$$

$$= 119.500 \text{ bl res}$$

Entrando a la figura 7.31 con el *recíproco* de la razón de movilidades $1/M = 1/3,33$ ó 0,30 la eficiencia de barrido a la ruptura será 55 por 100. Luego, la recuperación de petróleo limpio y el tiempo de ruptura son

$$N_p (\text{sin agua}) = \frac{0,55 \times 119.500}{1,31} = 50.200 \text{ BF}$$

$$t_B = \frac{119.500 \times 0,55}{100} = 657 \text{ días o } 1,8 \text{ años}$$

Después de inyectar dos volúmenes desplazables, o 239.000 bls, la eficiencia de barrido es 90 por 100 (fig. 7.32) y la producción fraccional de agua en el yacimiento es 92,5 por 100 (fig. 7.31). La recuperación y el tiempo de recuperación son:

$$N_p = \frac{0,90 \times 119.500}{1,31} = 82.100 \text{ BF}$$

$$t = \frac{119.500 \times 2,0}{100} = 2390 \text{ días o } 6,55 \text{ años}$$

Otros tipos de modelos han sido inventados y usados. Cheek y Menzie⁴¹ usaron un aparato trazador (o visualizador) de fluidos para estudiar los efectos de la razón de movilidades. En el aparato trazador de fluidos, el movimiento de fluidos ocurre a través del espacio entre dos placas puestas muy cerca la una de la otra. Una de las placas es vidrio o un material plástico transparente, para que el frente de desplazamiento pueda ser observado o fotografiado debido a la diferencia en color entre los fluidos inyectado y producido. Nobles y Janzen⁴² idearon una variación del modelo poten-

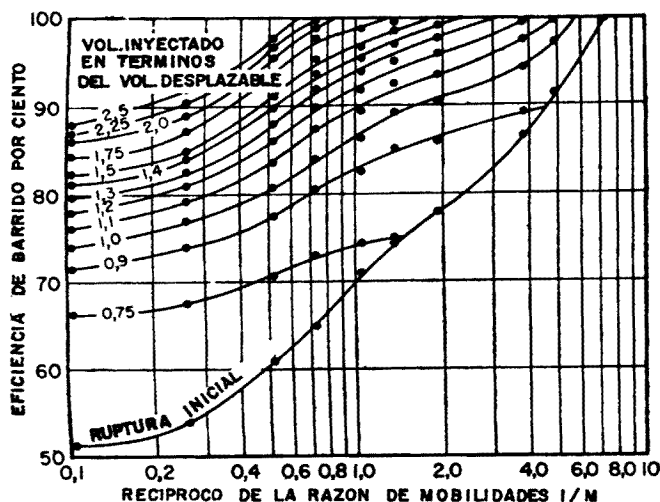


FIG. 7.32.—Efectos de la razón de movilidades sobre el volumen inyectado en términos del volumen desplazable para el arreglo de cinco pozos. $M = \lambda_w / \lambda_o$. (Tomado de Dyes, Caudle y Erickson, Actas del AIME.)

ciométrico reemplazando el baño líquido por un conjunto de resistencias fijas interconectadas, cuyos valores pueden cambiarse para introducir el efecto de la razón de movilidades. Caudle, Erickson y Slobod⁴³ extendieron el uso del siluetógrafo para estudiar la recuperación entre la última hilera de pozos y los límites del yacimiento. Prats, Strickler y Matthews⁴⁴ hicieron estudios analíticos aplicables cualitativamente para localizar pozos y obtener mejores eficiencias de barrido en yacimientos inclinados que las obtenidas normalmente con el arreglo de cinco pozos; y Matthews y Fischer⁴⁵ usaron un aparato trazador (o visualizador) de fluido para estudiar este mismo problema. Van der Poel y Killian⁴⁶ usaron análisis matemáticos y aparatos trazadores de fluidos para estudiar el área de “petróleo en el ático”, que puede barrerse en yacimientos inclinados con un empuje hidrostático natural por encima de los pozos más altos en la estructura.

El objeto de las operaciones de reciclo en yacimientos de condensado de gas es el de aumentar la rata de recuperación, la recuperación final o ambas, de los productos líquidos vaporizados en el fluido de condensado de gas. Las operaciones de reciclo compensan las pérdidas debido al comportamiento retrógrado o recuperan más rápido los líquidos donde la producción de gas está limitada por la demanda u otra razón cualquiera. Cuando el gas está en contacto con la zona de petróleo bajo un empuje hidrostático

activo, se reduce la recuperación de petróleo si se produce gas y el petróleo invade la zona gasífera. Por ejemplo, si la saturación inicial de petróleo en la zona de petróleo es 75 por 100, y la saturación residual de petróleo 25 por 100, y si la capa de gas se contrae permitiendo que el petróleo ocupe un volumen dos veces mayor que su volumen inicial, dejando una saturación residual de petróleo de 25 por 100 en cada volumen, la recuperación de petróleo será cero. En yacimientos volumétricos también se reduce la recuperación de petróleo si la capa de gas se produce antes o conjuntamente con la zona de petróleo. En estos casos, se puede recurrir a operaciones de reciclo para recuperar los líquidos del fluido de condensado de gas, junto con el petróleo, y luego que las reservas de petróleo se hayan agotado, se procederá a producir la capa de gas hasta el agotamiento.

Las eficiencias de barrido en programas de reciclo han sido

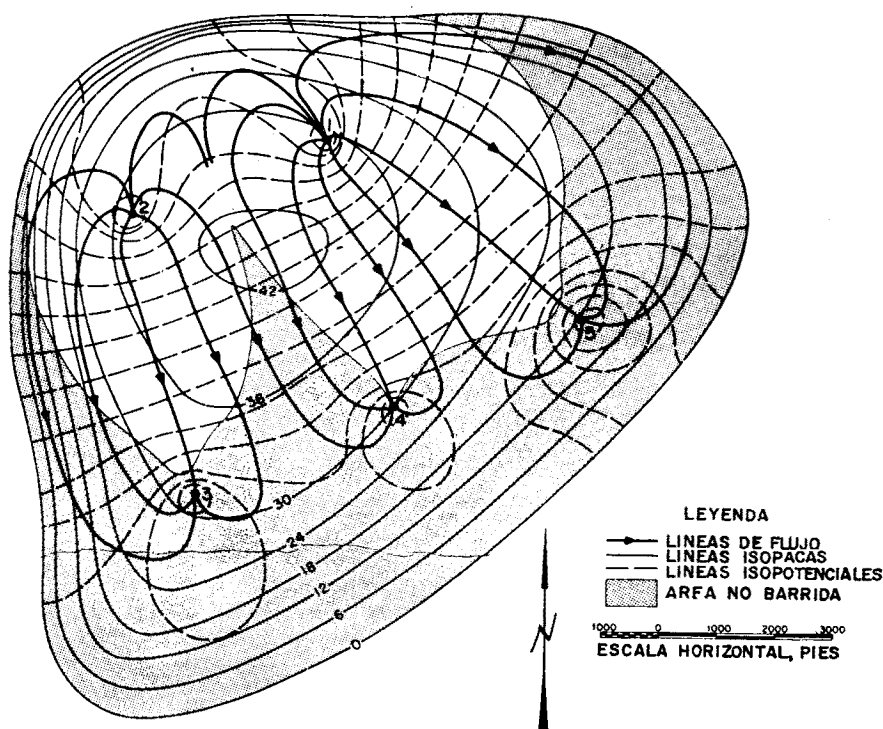


FIG. 7.33.—Estudio con el modelo potenciométrico del yacimiento de condensado de gas del campo Bearden. (Departamento de Ingeniería de Petróleos, Universidad del Estado de Louisiana.)

estudiadas en modelos, generalmente el modelo potenciométrico. Por lo general se hacen varios estudios para cada yacimiento con el fin de determinar las ratas de inyección y producción en los pozos existentes y propuestos que darán la máxima eficiencia de barrido. Simultáneamente con estos estudios se planean las operaciones de la planta de reciclo (planta de recuperación de gasolina o de líquidos) en forma tal de operarla a su máxima capacidad de diseño hasta la cesación de la operación de reciclo. Esto quiere decir que la ruptura del frente de gas seco debe producirse en todos los pozos de producción aproximadamente al mismo tiempo. El diseño de un programa en el caso de yacimientos múltiples es bastante complejo. Además, las rupturas prematuras en algunos pozos pueden requerir estudios adicionales para cambiar el programa debido a información adquirida durante el reciclo.

La figura 7.33 muestra los resultados, superpuestos en un mapa isopaco, de un estudio con modelo potenciométrico del yacimiento de condensado de gas del campo Bearden. Las líneas de flujo (flechas) se han trazado de los pozos de inyección números 1 y 2 a los pozos de producción números 3, 4 y 5, perpendiculares a las líneas isopotenciales. La ruptura del frente de gas seco se produce en los pozos de producción casi simultáneamente, y la posición del frente se obtuvo exactamente en igual forma, como se obtuvieron los frentes en la tabla 7.9. La eficiencia de barrido se obtuvo midiendo con planímetro el *volumen* del yacimiento dentro del área barrida. El ejemplo 7.2 muestra el tipo de cálculos hechos en un estudio de reciclo usando los resultados del modelo. Marshall y Oliver⁴⁷ han informado sobre los usos y limitaciones de estudios con modelos en operaciones de reciclo.

Ejemplo 7.2. Calcular la recuperación por reciclo de gas a partir del estudio con el modelo potenciométrico del campo de condensado de gas Bearden.

Datos: El mapa isopaco de la figura 7.33, que indica:

- Las líneas isopotenciales obtenidas de un estudio con el modelo potenciométrico.
- Las líneas de flujo entre los pozos de inyección y producción, dibujadas perpendiculares a las líneas isopotenciales.
- El frente de gas seco a la ruptura calculado en igual forma que la tabla 7.9 para el arreglo de cinco pozos de la figura 7.28.

Volumen total del yacimiento (por planímetro) = 60.300 ac-p

Volumen total invadido a la ruptura = 36.700 ac-p

Presión del yacimiento (constante) = 2960 lpca

Temperatura del yacimiento = 195 °F

Porosidad disponible para hidrocarburos = 0,25

- Factor de desviación del gas húmedo = 0,780
- Líquido recuperable del gas húmedo = 5,86 GPM
- Equivalente de gas del líquido = 23,0 PCS/gal
- Factor de desviación del gas seco = 0,861
- Eficiencia de desplazamiento en el área de invasión = 80 por 100
- Rata de inyección = 7,50 MM PCS/día/pozo para los pozos 1 y 2
- Rata de producción = 5,00 MM PCS/día/pozo para los pozos 3, 4 y 5
- Presión normal = 15,025 Ipca
- Temperatura normal = 60 °F
- Se asume una estratificación de permeabilidad insignificante.

SOLUCIÓN:

- 1) El factor de recuperación de gas húmedo a la ruptura, con permeabilidad uniforme y 80 por 100 de eficiencia de desplazamiento, es

$$r = 0,80 \times \frac{36.700}{60.300} = 0,487 \text{ o } 48,7 \text{ por } 100$$

- 2) Gas húmedo inicial en el yacimiento

$$G = 60.300 \times 43.560 \times 0,25 \times \frac{2960}{15,025} \times \frac{520}{655} \times \frac{1}{0,780}$$

$$= 131,7 \text{ MMM } p^3$$

- 3) Recuperaciones de gas húmedo y líquido a la ruptura

$$G_p = 0,487 \times 131,7 \times 10^6 = 64,1 \text{ MM PCS}$$

$$N_p = \frac{64,1 \times 10^6 \times 5,86}{42} = 8,94 \text{ MM bl.}$$

- 4) Tiempo de ruptura para una rata total de reciclo de 15 MM PCS por día

$$t_B = \frac{64,1 \times 10^9}{15 \times 10^6} = 4273 \text{ días o } 11,7 \text{ años.}$$

- 5) Gas de relleno requerido (exclusive del gas destinado para el mantenimiento de la planta de reciclo) debido al cambio del factor de desviación del gas y a la remoción de la fracción de líquido.

$$\text{Rata diaria de vaciamiento} = 15 \times 10^6 \times \frac{15,025}{2960} \times \frac{655}{520} \times 0,780 =$$

$$= 74.800 \text{ } p^3 \text{ res/día.}$$

$$\begin{aligned}\text{Rata diaria de inyección requerida} &= 74.800 \times \frac{2960}{15,025} \times \frac{520}{655} \times \frac{1}{0,861} \\ &= 13,6 \times 10^6 \text{ PCS/día.}\end{aligned}$$

Rata de vaciamiento debida a la

$$\begin{aligned}\text{remoción de la fracción de líquido} &= 5,86 \text{ GPM} \times 23,0 \text{ PCS/gal} \\ &= 135 \text{ PCS/MPC gas húmedo}\end{aligned}$$

$$\text{Rata diaria de gas seco disponible} = 15 \times 10^6 - 135 \times 15 \times 13,0 \text{ MM PCS/día.}$$

$$\begin{aligned}\text{Rata diaria necesaria de gas de relleno} &= 13,6 \times 10^6 - 13,0 \times 10^6 \\ &(\text{excluyendo el consumo de la planta}) = 600 \text{ M PCS/día.}\end{aligned}$$

PROBLEMAS

7.1. a) A través de una roca de 10 cm de largo y 2 cm² de sección transversal fluye petróleo de 2,5 cp a una rata de 0,0080 cm³ bajo una presión diferencial de 1,5 atms. Si el petróleo satura la roca 100 por 100, ¿cuál es su permeabilidad absoluta? Res.: 67 md.

b) ¿Cuál será la rata de salmuera de 0,75 cp en el mismo núcleo bajo una presión diferencial de 2,5 atms. si la salmuera satura el núcleo 100 por 100? Res.: 0,0477 cm³/seg.

c) ¿Es la roca más permeable al petróleo a saturación de 100 por 100 de petróleo o a la salmuera a saturación de 100 por 100 de salmuera?

d) En el mismo núcleo se mantiene una saturación de agua de 40 por 100 y una de petróleo de 60 por 100. Bajo una caída de presión de 2,0 atm el flujo de petróleo es 0,0030 cm³/seg. y el de agua 0,004 cm³/seg. ¿Cuáles son las permeabilidades efectivas al agua y al petróleo a estas saturaciones? Res.: $k_o=19$; $k_w=7,5$ md.

e) Explicar por qué la suma de las dos permeabilidades efectivas es menor que la permeabilidad absoluta.

f) ¿Cuáles son las permeabilidades relativas al petróleo y al agua a una saturación de agua de 40 por 100? Res.: $k_{ro}=0,28$, $k_{rw}=0,11$.

g) ¿Cuál es la razón de permeabilidades relativas, k_{ro}/k_{rw} , a una saturación de agua de 40 por 100? Res.: 2,53.

h) Demostrar que la razón de las permeabilidades efectivas es igual a la razón de las permeabilidades relativas.

7.2. Los siguientes datos de permeabilidad se midieron en una arenisca en función de su saturación de agua:

S_w	0	10	20	30*	40	50	60	70	75*	80	90	100
k_{ro}	1,0	1,0	1,0	0,94	0,80	0,44	0,16	0,045	0	0	0	0
k_{rw}	0	0	0	0	0,04	0,11	0,20	0,30	0,36	0,44	0,68	1

* Saturaciones críticas para petróleo y agua.

a) Dibujar en papel de coordenadas cartesianas las permeabilidades relativas al petróleo y al agua como función de la saturación de agua.

b) Dibujar en papel semilogarítmico la razón de permeabilidades relativas como función de la saturación de agua.

c) Determinar las constantes a y b en la Ec. (7.1) a partir de la pendiente y del intercepto en la ordenada del gráfico construido. Determinar también a y b sustituyendo dos grupos de datos en la Ec. (7.1) y resolviendo simultáneamente las ecuaciones. Res.: $a = 12.500$, $b = 16,1$.

d) Si $\mu_o = 3,4$ cp; $\mu_w = 0,68$ cp; $B_o = 1,50$ bl/BF y $B_w = 1,05$ bl/BF, ¿cuál es la producción fraccional de agua en la superficie de un pozo terminado en la zona de transición donde la saturación de agua es 50 por 100? Res.: 0,64.

e) ¿Cuál es la producción fraccional de agua en el yacimiento en parte d)? Res.: 0,56.

f) ¿Cuál será la recuperación en tanto por ciento obtenida de esta arenisca bajo un empuje hidrostático de alta presión de la parte del yacimiento por encima de la zona de transición invadida por agua? La saturación inicial de agua (connata) por encima de la zona de transición es 30 por 100. Res.: 0,643.

g) Si el empuje hidrostático ocurre a una presión por debajo de la presión de saturación de manera que la saturación promedia de gas en la parte invadida es 15 por 100, ¿cuál será la recuperación obtenida? El factor volumétrico promedio del petróleo a la presión inferior es 1,35 bl/BF y el factor volumétrico inicial del petróleo es 1,50 bl/BF. Res.: 0,84.

h) ¿Qué fracción de la permeabilidad total (absoluta) de esta arenisca se debe a los canales porosos menos permeables que constituyen 20 por 100 del volumen poroso? ¿Qué fracción se debe a los canales porosos más permeables que constituyen el 25 por 100 del volumen poroso? Res.: 0,64 por 100.

7.3. Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento:

Rata total de flujo = 1000 bl res/día

Porosidad promedia = 18 por 100

Saturación inicial de agua (connata) = 20 por 100

Área de la sección transversal = 50.000 p²

Viscosidad del agua = 0,62 cp

Viscosidad del petróleo = 2,48 cp

Gráfico de k_g/k_o vs. S_w —figs. 7.1 y 7.2

Asumir que la zona de transición es cero.

a) Calcular f_w y representarla como función de S_w . Res.: 0,685 a $S_w=50$ por ciento.

b) Determinar gráficamente $\partial f_w/\partial S_w$ en varios lugares, y representarla como función de S_w . Res.: 2,80 a $S_w=50$ por 100.

c) Calcular $\partial f_w/\partial S_w$ para varios valores de S_w usando la Ec. (7.15) y comparar los resultados con los valores obtenidos gráficamente en parte b). Res.: 2,79 a $S_w=50$ por 100.

d) Calcular las distancias de avance de los frentes de saturación constante a 100, 200 y 400 días. Dibujarlas en papel de coordenadas cartesianas como función de S_w . Equilibrar las áreas dentro y afuera de las líneas del frente de inundación para localizar la posición de los frentes de inundación. Res.: $x_{100}=62,4$ ($\partial f_w/\partial S_w$).

e) Dibujar la secante correspondiente a $S_w=0,20$ tangente a la curva f_w vs. S_w de parte b), y demostrar que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto a donde se trazan las líneas del frente de inundación.

f) Calcular la recuperación fraccional tan pronto como el frente de inundación intercepta un pozo, usando las áreas del gráfico de parte d). Expresar la recuperación en términos de: a) el petróleo inicial *in situ*, y b) el petróleo *in situ* recuperable, o sea, recuperable después de una inyección infinita. Res.: 0,56; 0,69.

g) ¿Cuál será la producción fraccional de agua del pozo a condiciones atmosféricas recién que el frente de inundación circunda al pozo? Sea $B_o=1,50$ bl/BF y $B_w=1,05$ bl/BF. Res.: 0,85.

h) ¿Dependen las respuestas de partes f) y g) de la distancia recorrida por el frente? Explicar.

7.4. Demostrar que para desplazamientos radiales donde $r_w \ll r$

$$r = \left[\frac{5,615 qt}{\pi \phi h} \times \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right]^{1/2}$$

donde r es la distancia recorrida por un frente de saturación constante.

7.5. Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento:

S_g	10*	15	20	25	30	35	40	45	50	62**
k_g/k_o	0	0,08	0,20	0,40	0,85	1,60	3,00	5,5	10,0	∞
k_{ro}	0,70	0,52	0,38	0,28	0,20	0,14	0,11	0,07	0,04	0,00

* Saturación crítica del gas.

** Saturación crítica del petróleo.

Permeabilidad absoluta = 400 md

Porosidad disponible para hidrocarburos = 15 por 100

Saturación de agua connata 28 por 100

Angulo de buzamiento = 20°

Area de la sección transversal = 750.000 p²

Viscosidad del petróleo = 1,42 cp

Viscosidad del gas = 0,015 cp

Grav. específica del petróleo del yacimiento = 0,75 (agua = 1)

Grav. específica del gas del yacimiento = 0,15 (agua = 1)

Rata total de flujo en el yacimiento bajo presión constante = 10.000 BPD.

a) Calcular la fracción de gas, f_g , y graficarla como función de saturación de gas, como muestra la figura 7.10, considerando y sin considerar el término de segregación gravitacional. Res.:

$$f_g = \frac{1 - 2,115 k_{ro}}{1 + 0,0106 k_o/k_g}$$

b) Graficar la saturación de gas como función de distancia después de cien días de inyección de gas con y sin el término de segregación gravitacional. Res.: 49,9 ($\partial f_g / \partial S_g$).

c) Usando las áreas de parte b), calcular las recuperaciones detrás del frente de inundación con segregación gravitacional y sin ella en términos del petróleo inicial y del petróleo recuperable. Res.: 17,7; 28,6, y 50,1; 80,8.

7.6. Deducir una ecuación similar a la Ec. (7.21) para el desplazamiento de petróleo por agua incluyendo el término gravitacional. Res.:

$$f_w = \frac{1 - 0,488 k A (\rho_w - \rho_o) (\sin \alpha) k_{ro} / (\mu_o q_i)}{1 + (k_o/k_w) (\mu_w/\mu_o)}$$

7.7. Hacer de nuevo el cálculo de desplazamiento por agua de la tabla 7.1, incluyendo el término de segregación gravitacional. Asumir una permeabilidad absoluta de 500 md, un ángulo de buzamiento de 45°, diferencia en densidades de 0,20 entre el petróleo en el yacimiento y agua, y un petróleo con una viscosidad de 1,6 cp. Graficar la saturación de agua como función de distancia después de 240 días y comparar con la figura 7.8

S_w	20	30	40	50	60	70	80	90
k_{ro}	0,93	0,60	0,35	0,22	0,12	0,05	0,01	0,00

Res.: Recuperación sin segregación gravitacional = 59 por 100; recuperación con segregación gravitacional = 69 por 100.

7.8. a) Continuar los cálculos de la tabla 7.4 hasta 50 lpca usando el método de Tarner. Para obtener valores más exactos de k_g/k_o que los obtenidos de la figura 7.12, representar los siguientes datos en papel semilogarítmico:

$S_o + S_w$, por 100	85	80	75	70	65	60
k_g/k_o	0,030	0,093	0,27	0,76	2,12	5,95

Res.: $N_p = 0,2235$; R máxima = 6836 a 300 lpca; $G_p = 599,76$ PCS; S_o a 50 lpca = 0,4793.

b) ¿Cuál es la saturación de gas a 50 lpca? Res.: 0,3007.

c) Explicar por qué el porcentaje de saturación de gas es mayor que el porcentaje de recuperación de petróleo.

d) Calcular los pies cúbicos a condiciones normales de gas libre y de gas disuelto remanente en el yacimiento a 50 lpca, en base de 1 BF de petróleo inicial. Demostrar que ambos valores, junto con el gas producido, se aproximan al gas en solución inicial, 650 PCS/BF. Res.: gas libre = 8,8 PCS; gas disuelto = 42,7 PCS.

e) Calcular las recuperaciones esperadas de petróleo y gas hasta 50 lpca de un yacimiento cuya roca neta productiva es 32.000 ac-p, con porosidad de 17,5 por 100. Res.: 5,76 MM BF; 15,5 MMM PCS.

7.9. Usando la ecuación de Muskat y los datos de las tablas 7.4 y 7.5 y figura 7.12, calcular el cambio en saturación de petróleo entre 1300 lpca y 1100 lpca. Construir gráficos grandes de B_o , B_g y R_s para obtener las pendientes a 1300 lpca. Comparar los resultados con el método de Tarner. Res.: 0,0250 versus 0,0232 por el método de Tarner.

7.10. Los siguientes datos se obtuvieron de un yacimiento volumétrico y subsaturado:

Saturación de agua connata, $S_w = 25$ por 100

Petróleo inicial *in situ* = 150×10^6 BF

$B_{oi} = 1,152$ bl/BF.

p lpca	R PCS/BF	N_p MM BF	B_o bl/BF	B_g bl/PCS	R_s PCS/BF	μ_o/μ_g
4000	903	3,75	1,500	0,000796	820	31,1
3500	1410	13,50	1,430	0,000857	660	37,1
3000	2230	20,70	1,385	0,000930	580	42,5
2500	3162	27,00	1,348	0,00115	520	50,8
2000	3620	32,30	1,310	0,00145	450	61,2
1500	3990	37,50	1,272	0,00216	380	77,3

Calcular la razón de permeabilidades relativas, k_g/k_o a cada presión y dibujar los resultados como función de saturación total de líquido. Res.: k_g/k_o 0,026 a 3000 lpca.

7.11. Discutir los siguientes efectos sobre las razones de permeabilidades relativas calculadas a partir de datos de producción: a) error en el valor calculado del petróleo inicial "in situ"; b) error en el valor de la saturación de agua connata; c) efecto de un pequeño—pero ignorado—empuje hidrostático; d) efecto de segregación gravitacional para el caso de pozos con altas razones gas-petróleo que se cierran y para el caso en que no se cierran; e) depleción desigual del yacimiento; f) presencia de una capa de gas.

7.12. Calcular el IP relativo al IP inicial con los datos de las figuras 7.12 y 7.18 y tabla 7.4 a las presiones de la tabla 7.5. Graficar el IP relativo como función de la recuperación cumulativa. Res.: $J/J_i = 0,335$ a 1300 lpca.

7.13. Se planea una inundación en un arrendamiento de 80 acres donde el espesor neto promedio de la zona productora es 10 pies y tiene el siguiente perfil de permeabilidad determinado en el análisis de núcleos de cinco pozos:

Profundidad bajo el nivel del mar, pies		Permeabilidad absoluta milidarcys
de	a	
2050	2051	35
2051	2052	51
2052	2053	27
2053	2054	116
2054	2055	60
2055	2056	237
2056	2057	519
2057	2058	98
2058	2059	281
2059	2060	164

Datos adicionales del yacimiento:

Porosidad promedia = 25 por 100.

Saturación promedia de agua connata = 23 por 100.

Recuperación por depleción primaria = 140,5 BF/ac-p.

$B_{oi} = 1,251$ bl/BF (no existe capa de gas inicial).

B_o a la presión de agotamiento = 1,085 bl/BF.

k_{ro} en el banco de petróleo = 0,85.

k_{rw} detrás del frente o banco de petróleo = 0,25.

$\mu_o = 4,50$ cp.

$\mu_w = 0,79$ cp.

$S_{or} = 15,6$ por 100 (después de la inundación).

Realizar las siguientes operaciones usando el método de Stiles y trabajando los cálculos en forma tabular.

- a) Colocar las capas en orden decreciente de permeabilidad.
- b) Graficar la permeabilidad y capacidad cumulativa como función del espesor cumulativo.
- c) Calcular la recuperación fraccional y producción fraccional de agua en la superficie después de la ruptura en cada capa sucesiva. Res.: Para $h=4$ p, $R=0,636$, y $f_w=0,849$.
- d) Graficar la producción fraccional de agua en la superficie como función de la recuperación fraccional.
- e) Calcular el petróleo inicial *in situ* en la unidad de 80 acres. Res.: 955.000 BF.
- f) Calcular la saturación de petróleo después de la depleción primaria. Res.: 0,590.
- g) Calcular el petróleo recuperable por inundación usando una eficiencia de barrido de 82 por 100. Res.: 508.900 BF.
- h) Calcular la recuperación cumulativa de petróleo después de cada ruptura sucesiva. Res.: Para $h=4$, $N_p=323.660$ BF.
- i) Calcular los incrementos de recuperación de petróleo entre las rupturas sucesivas. Res.: Entre $h=4$ p y $h=5$ p, $\Delta N_p=49.870$ BF.
- j) Calcular la producción fraccional de agua en el yacimiento antes de las rupturas. Res.: Antes de $h=4$ pies, $f_w=0,759$.
- k) Si la rata total de inyección para la unidad de 80 acres es 1000 BAPD, ¿cuál es el volumen y tiempo de relleno? Sea $B_w=1,0$. Res.: 280.000 bl y 280 días.
- l) Calcular la rata diaria de producción de petróleo en la superficie entre las rupturas sucesivas en las capas. Res.: Entre $h=4$ p y $h=5$ p, $q_o=148$.
- m) Calcular el tiempo en días entre las sucesivas rupturas en las capas. Res.: Entre $h=4$ y $h=5$, $\Delta t=337$ días.
- n) Calcular el tiempo cumulativo en días incluyendo el tiempo de relleno. Res.: Para $h=4$, $t=939$ días.
- o) Calcular la inyección cumulativa de agua para cada ruptura. Res.: Para $h=4$, $W_i=939.000$ bl.
- p) Calcular la razón cumulativa producida agua-petróleo de la producción. Res.: Para $h=4$, $W_p/N_p=0,952$.
- q) En un mismo gráfico registrar las siguientes variables como función de tiempo: Rata de producción de petróleo, producción cumulativa de petróleo, producción cumulativa de agua y producción fraccional de agua en la superficie. Evaluar el tiempo desde el comienzo de la inyección.

7.14. Usando los datos del problema 7.13, realizar las siguientes operaciones usando el método de Muskat:

- a) Graficar en papel semilogarítmico permeabilidad absoluta

contra espesor cumulativo. Determinar las constantes r y b para esta distribución de permeabilidad. Res.: $r=20,0$, $b=3,00$.

b) Calcular la recuperación fraccional, razón agua-petróleo en el yacimiento y producción fraccional de agua en la superficie a valores sucesivos de $\bar{t}$. Res.: a $\bar{t}=2$, $R=0,507$, $q_w/q_o=1,456$ y $f_w=0,612$.

c) Dibujar en el mismo gráfico del problema 7.13, parte d), la producción fraccional de agua como función de recuperación fraccional.

7.15. a) Calcular la eficiencia de barrido a la ruptura para la unidad con el empuje de línea recta mostrado en la figura 7.34. Las líneas de flujo se han trazado perpendiculares a las líneas isopotenciales determinadas con el modelo potenciométrico. Calcular los tiempos relativos de recorrido de cada línea de flujo y también la línea de flujo existente en el límite de la unidad, tal como en la tabla 7.9. Los cálculos serán más precisos y fáciles de realizar si se amplifica la figura 7.34. Res.: 57,5 por 100.

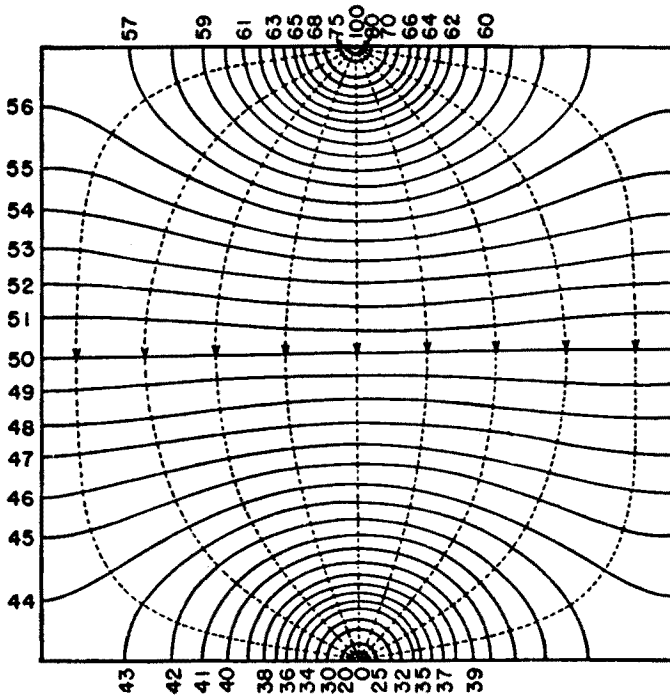


FIG. 7.34.—Estudio con el modelo potenciométrico de un empuje en línea recta. (Tomado de Wyckoff, Botset y Muskat, Actas del AIME.)

b) ¿Cuántos volúmenes desplazables se inyectan hasta la ruptura? Res.: 0,575.

c) ¿Cuántos volúmenes desplazables se inyectan cuando ocurre la ruptura del frente a lo largo de la línea central y de dos líneas a cualquier lado del centro? Res.: 0,753.

d) ¿Cuál es la eficiencia de barrido en parte c)? Res.: 70,1 por ciento.

e) Medir con un transportador el ángulo subtendido en el pozo productor a través del cual el fluido desplazante avanza hacia el pozo productor (ángulo del fluido desplazante), y el ángulo total a través del cual el fluido desplazado avanza hacia el pozo en el momento que ocurre la ruptura del frente de las segundas líneas desde el centro (parte c) (ángulo del fluido desplazado). Usando estos ángulos y asumiendo una razón de movilidades de uno, calcular la fracción de fluido desplazante en la corriente de flujo del pozo productor. Res.: 0,56.

7.16. Supóngase que el yacimiento del problema anterior está formado de dos capas de igual espesor, una con una permeabilidad dos veces mayor que la otra. Usando los datos calculados en el problema anterior, calcular la eficiencia de barrido cuando ocurre la ruptura del frente en la capa de mayor permeabilidad. Asumir una razón de movilidades igual a la unidad y superponer los dos desplazamientos. No ocurre flujo cruzado entre las dos capas. Res.: 43,2 por 100.

7.17. Usando los datos de las figuras 7.31 y 7.32, graficar: a) producción acumulativa de agua, b) producción acumulativa de petróleo, c) eficiencia de barrido, y d) producción fraccional de agua en la superficie como función del tiempo para la inundación del arreglo de cinco pozos, para la cual se dispone de los siguientes datos adicionales:

Espaciamiento=20 acres.

Porosidad=18 por 100.

$B_o=1,27$ bl/BF.

$k_{ro}=0,75$.

$k_{rw}=0,30$.

Rata de inyección: 250 BAPD.

Espesor=25 pies.

$S_{oi}=65$ por 100.

$S_{or}=35$ por 100.

$\mu_o=6,5$ cp.

$\mu_w=0,65$ cp.

Res.: $M=4$, recuperaciones a la ruptura=52,0 por 100.

REFERENCIAS

- ¹ S. E. Buckley y M. C. Leverett, "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", *Trans. AIME* (1942), 146, 107.
- ² H. J. Welge, "A Simplified Method for Computing Oil Recoveries by Gas or Water Drive", *Trans. AIME* (1952), 195, 91.
- ³ D. R. Shreve y L. W. Welch, Jr., "Gas Drive and Gravity Drainage Analysis for Pressure Maintenance Operations", *Trans. AIME* (1956), 207, 136.
- ⁴ L. R. Kern, "Displacement Mechanism in Multi-Well Systems", *Trans. AIME* (1952), 195, 39.
- ⁵ R. H. Smith reported by J. A. Klotz, "The Gravity Drainage Mechanism", *Journal of Petroleum Technology*, vol. V, n.º 4, p. 19, abril 1953.
- ⁶ J. Offeringa y C. van der Poel, "Displacement of Oil from Porous Media by Miscible Liquids", *Trans. AIME*, (1954), 201, 310.
- ⁷ L. P. Whorton y W. F. Kieschnick, Jr., "A Preliminary Report on Oil Recovery by High-Pressure Gas Injection", *Drilling and Production Practice*, API, 1950, p. 247.
- ⁸ H. A. Koch y R. L. Slobod, "Miscible Slug Process", *Trans. AIME* (1957), 210, 40.
- ⁹ G. H. F. Gardner, "Equations of Motion for a Linear Miscible Displacement", trabajo presentado ante la trigésima segunda reunión anual de la SPE de AIME, Oct. 6-9, 1957, Dallas, Texas.
- ¹⁰ M. Muskat, "The Production Histories of Oil Producing Gas-drive Reservoirs", *Journal of Applied Physics* (1945), 16, 147.
- ¹¹ J. Turner, "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil", *Oil Weekly*, June 12, 1944, vol. 144, n.º 2, pp. 32-34.
- ¹² G. W. Tracy, "Simplified Form of the Material Balance Equation", *Trans. AIME* (1955), 204, 243.
- ¹³ J. J. Arps y T. G. Roberts, "The Effect of the Relative Permeability Ratio, the Oil Gravity, and the Solution Gas-Oil Ratio on the Primary Recovery from a Depletion Type Reservoir", *Trans. AIME* (1955), 204, 120.
- ¹⁴ R. L. Hoss, "Calculated Effect of Pressure Maintenance on Oil Recovery", *Trans. AIME* (1948), 174, 121.
- ¹⁵ R. G. Loper y J. C. Calhoun, "The Effect of Well Spacing and Drawdown on Recovery from Internal Gas Drive Reservoirs", *Trans. AIME* (1949), 186, 211.
- ¹⁶ C. C. Miller, E. R. Brownscombe y W. F. Kieschnick, Jr., "A Calculation of the Effect of Production Rate upon Ultimate Recovery by Solution Gas Drive", *Trans. AIME* (1949), 186, 235.
- ¹⁷ F. O. Reudelhuber y R. F. Hinds, "A Compositional Material Balance Method for Predicting Recovery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoirs", *Trans. AIME* (1957), 210, 19.
- ¹⁸ R. H. Jacoby y V. J. Berry, "A Method for Predicting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil", *Trans. AIME* (1957), 210, 27.
- ¹⁹ R. H. Jacoby y V. J. Berry, "A Method for Predicting Pressure Maintenance Performance for Reservoirs Producing Volatile Crude Oil", *Trans. AIME* (1958), 213, 59.
- ²⁰ T. D. Mueller, J. E. Warren y W. J. West, "Analysis of Reservoir Performance K_g/K_o Curves and a Laboratory K_g/K_o Curve Measured on a Core Sample", *Trans. AIME* (1955), 204, 128.
- ²¹ H. H. Evinger y M. Muskat, "Calculation of Theoretical Productivity Factor", *Trans. AIME* (1942), 146, 126.

- ²² J. C. Calhoun, Jr., *Fundamentals of Reservoir Engineering* (Norman: University of Oklahoma Press, 1953), p. 388.
- ²³ W. E. Stiles, "Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations", *Trans. AIME* (1949), 186, 9.
- ²⁴ M. Muskat, "The Effect of Permeability Stratifications in Complete Water-Drive Systems", *Trans. AIME* (1950), 189, 349.
- ²⁵ J. J. Arps, "Estimation of Primary Reserves", *Trans. AIME* (1956), 207, 186.
- ²⁶ H. Dykstra y R. L. Parsons, "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood", *Secondary Recovery of Oil in the United States*, Segunda edición (New York: American Petroleum Institute, 1950), p. 160.
- ²⁷ C. E. Johnson, Jr., "Prediction of Oil Recovery by Water Flood—A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method", *Trans. AIME* (1956), 207, 345.
- ²⁸ F. E. Suder y J. C. Calhoun, Jr., "Water-flood Calculations", *Drilling and Production Practice*, API (1949), p. 260.
- ²⁹ P. S. Ache, "Inclusion of Radial Flow in Use of Permeability Distributions in Water Flood Calculations", trabajo presentado ante la trigésima segunda reunión anual de la SPE of AIME, Oct. 6-9, 1957, Dallas, Texas.
- ³⁰ M. Muskat, "Effect of Permeability Stratification in Cycling Operations", *Trans. AIME* (1949), 179, 313.
- ³¹ E. N. Lindblad, M. B. Standing y R. L. Parsons, "Calculated Recoveries by Cycling from a Retrograde Reservoir of Variable Permeability", *Trans. AIME* (1948), 174, 165.
- ³² W. Hurst y A. F. van Everdingen, "Performance of Distillate Reservoirs in Gas Cycling", *Trans. AIME* (1946), 165, 36.
- ³³ H. G. Botset, "The Electrolytic Model and Its Application to the Study of Recovery Problems", *Trans. AIME* (1946), 165, 15.
- ³⁴ M. E. Burton, Jr., y J. B. Crawford, "Application of the Gelatin Model for Studying Mobility Ratio Effects", *Trans. AIME* (1956), 207, 333.
- ³⁵ J. S. Swearingen, "Predicting Wet-Gas Recovery in Recycling Operations", *The Oil Weekly* (1939), vol. 96, n.º 3, p. 30.
- ³⁶ W. Hurst y G. M. McCarty, "The Application of Electrical Models to the Study of Recycling Operations in Gas-Distillate Fields", *Drilling and Production Practice*, API (1941), p. 228.
- ³⁷ R. D. Lee, "Potentiometric-model Studies of Fluid Flow in Petroleum Reservoirs", *Trans. AIME* (1948), 174, 41.
- ³⁸ J. S. Aronofsky, "Mobility Ratio—Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment", *Trans. AIME* (1952), 195, 15.
- ³⁹ R. L. Slobod y B. H. Caudle, "X-ray Shadowgraph Studies of Areal Sweepout Efficiencies", *Trans. AIME* (1952), 195, 265.
- ⁴⁰ A. B. Dyes, B. H. Caudle y R. A. Erickson, "Oil Production After Breakthrough—As Influenced by Mobility Ratio", *Trans. AIME* (1954), 201, 81.
- ⁴¹ R. E. Cheek y D. E. Menzie, "Fluid Mapper Model Studies of Mobility Ratio", *Trans. AIME* (1955), 204, 278.
- ⁴² M. A. Nobles y H. B. Janzen, "Application of a Resistance Network for Studying Mobility Ratio Effects", *Trans. AIME* (1958), 213, 60.
- ⁴³ B. H. Caudle, R. A. Erickson y R. L. Slobod, "The Encroachment of Injected Fluids Beyond the Normal Well Patterns", *Trans. AIME* (1955), 204, 160.

- ⁴⁴ M. Prats, W. R. Strickler y C. S. Matthews, "Single Fluid Five-Spot Floods in Dipping Reservoirs", *Trans. AIME* (1955), 204, 160.
- ⁴⁵ C. S. Matthews y M. J. Fischer, "Effect of Dip on Five Spot Sweep Patterns", *Trans. AIME* (1956), 207, 111.
- ⁴⁶ C. van der Poel y J. W. Killian, "Attic Oil", Paper n.º 919-G, trabajo presentado ante la trigésima segunda reunión anual de la SPE of AIME, Dallas, Texas, Oct. 6-9, 1957.
- ⁴⁷ D. L. Marshall y L. R. Oliver, "Some Uses and Limitations of Model Studies in Cycling", *Trans. AIME* (1948), 174, 67.

RAMIRO PEREZ PALACIO

GLOSARIO Y DEFINICIONES
SOBRE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

El presente glosario y definiciones tiene por objeto familiarizar a las personas interesadas en literatura en español sobre Ingeniería de Yacimientos de Petróleo acerca de una serie de términos comúnmente usados. Se espera que estos términos contribuyan a unificar la terminología española en este campo y evitar en lo posible el uso de diferentes palabras en español para el mismo término en inglés.

1. **CONDICIONES NORMALES** (standar conditions). A veces también se le traduce como **CONDICIONES ESTANDAR**. Cuando se trata de petróleo, se usa con mucha frecuencia el término **CONDICIONES DE TANQUE** (tank conditions) con el mismo sentido que condiciones normales, aunque no necesariamente tienen que ser iguales. También se usa el término **CONDICIONES DE SUPERFICIE** o **CONDICIONES SUPERFICIALES** (surface conditions) como sinónimo de condiciones de tanque y condiciones normales. Debido al control (fiscalización) de los yacimientos de petróleo por parte de los gobiernos a las empresas petroleras, se ha introducido otro término sinónimo a los anteriores: **CONDICIONES FISCALES**. Cualquiera de los términos mencionados se refiere a determinadas condiciones base de presión temperatura a las que se acostumbra medir los fluidos producidos de un yacimiento, bien sea para cálculos en ingeniería o para propósitos de venta. Las condiciones más usadas en la práctica son 14,7 lpca y 60 °F.

2. **PETRÓLEO A CONDICIONES DE TANQUE** (stock tank oil). Sinónimamente se emplean los términos **PETRÓLEO A CONDICIONES NORMALES** Y **PETRÓLEO FISCAL**. Generalmente se refiere al petróleo a una de las condiciones explicadas anteriormente. Sin embargo, tal como se discutió al explicar el término **SEPARACIÓN INSTANTÁNEA**, el verdadero significado de "stock tank oil" es el petróleo final después de una separación instantánea.

3. **YACIMIENTO VOLUMÉTRICO** (volumetric reservoir). Es el yacimiento de petróleo cuyo volumen permanece constante.

4. **GAS SECO** (dry gas o lean gas). Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 por ciento). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también **GAS NO-ASOCIADO** (nonassociated gas), o sea hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en el yacimiento, o

también puede provenir de plantas de gasolina natural, donde el gas húmedo (condensado de gas) ha sido DESPOJADO (stripped) de sus productos más pesados en forma líquida.

5. YACIMIENTOS DE GAS SECO (dry gas reservoir). Se conocen simplemente como YACIMIENTOS DE GAS (gas reservoirs). Se caracterizan porque tanto a las condiciones del yacimiento como a las condiciones de superficie, el gas se encuentra siempre como gas. También se le conoce con el nombre de YACIMIENTOS DE GAS NO ASOCIADO (nonassociated gas reservoirs), o sea yacimientos que producen gas no-asociado. En algunos casos, el gas seco puede producir una mínima cantidad de líquido (condensado), pero muy bajas cantidades, menos de 10 BN/MMPCN, o sea razones gas-petróleo mayores de 100 000 PCN/BN.

6. FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD DEL GAS (supercompressibility factor) o FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS (gas deviation factor). Es una cantidad adimensional, para corregir el comportamiento ideal de los gases (para el cual el factor es la unidad) a su comportamiento actual. Se denomina por la letra *z*.

7. GAS ASOCIADO (associated gas). Hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en un yacimiento a condiciones iniciales, en contacto con petróleo crudo comercialmente explotable.

8. GAS DISUELTO O EN SOLUCIÓN (dissolved or solution gas). Son hidrocarburos gaseosos que ocurren en solución con petróleo crudo bajo condiciones iniciales, en un yacimiento de petróleo comercialmente explotable.

9. GAS LIBRE (free gas). Cuando determinada cantidad de gas se introduce a un yacimiento de petróleo, cierta cantidad puede entrar en solución en el petróleo y cierta cantidad permanece como gas. El gas que existe como tal en el yacimiento, se le denomina gas libre.

10. GAS HÚMEDO (wet gas). Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente 75-90 por 100), aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que en el caso de gas seco. Gas húmedo es más o menos equivalente a CONDENSADO DE GAS (gas condensate) fluido existente en yacimientos denominados YACIMIENTOS DE CONDENSADO DE GAS (gas condensate reservoir) o simplemente YACIMIENTOS DE CONDENSADO (condensate reservoirs). Antiguamente se les denominaba YACIMIENTOS DE DESTILADO (distillate reservoirs). El fluido en el yacimiento (condensado de gas) se encuentra en estado gaseoso en el momento de su descubrimiento. Con posterioridad, generalmente exhiben el fenómeno denominado CONDENSACIÓN RETRÓGRADA (retrograde condensation), o sea la formación de condensado (líquido) en el yacimiento debido a reducción en presión y temperatura. Si la temperatura es constante, se denomina CONDENSACIÓN RETRÓGRADA ISOTÉRMICA (isothermal retrograde condensation).

11. CONDENSADO (condensate). Es un producto líquido compuesto primordialmente por productos de baja presión de vapor, obtenido a través

del equipo de separación normalmente usado en el campo para separación de petróleo crudo. En general, es un producto claro, muchas veces prácticamente incoloro a condiciones normales, con gravedad API mayores de 45 y razones gas-líquido entre 5 000 y 100 000 PCN/BN. Proviene generalmente de yacimientos intermedios entre petróleo y gas y de yacimientos de condensado, aunque en este último caso, generalmente se instala equipo especial de separación en superficie y el condensado se produce a través de plantas de gasolina natural. Antiguamente, al condensado se le denominaba DESTILADO (distillate).

12. **GASOLINA NATURAL** (natural gasoline). Es un condensado compuesto primordialmente por productos de presión de vapor intermedia, obtenido a través de una planta de gasolina natural, equipo especial de separación. Proviene especialmente de yacimientos de condensado sometidos a un proceso de reciclo, o también de yacimientos de petróleo. En este caso, el gas cargado de productos intermedios es despojado de estos productos y el gas resultante, gas seco, se usa para inyección o para uso doméstico e industrial.

13. **GASES LICUADOS DE PETRÓLEO** (liquefied petroleum gases). Comúnmente en inglés se denomina LPG. Son productos de hidrocarburos primordialmente de alta presión de vapor (principalmente butano, propano, etano), obtenidos por equipo especial en plantas de gasolina, y mantenidos en estado líquido a altas presiones.

14. **SATURACIÓN DE GAS** (gas saturation o free-gas saturation). Es la fracción del espacio poroso en el yacimiento ocupada por el gas libre.

15. **SATURACIÓN CRÍTICA DE GAS** (critical gas saturation o critical free-gas saturation). También se le conoce como **SATURACIÓN DE GAS EN EQUILIBRIO** (equilibrium gas saturation o equilibrium free-gas saturation). Es la saturación de gas máxima alcanzada en el yacimiento, al disminuir la presión por debajo del punto de burbujeo, antes de que la permeabilidad relativa al gas tenga un valor definido, es decir, antes de que el gas libre del yacimiento comience a fluir a través de los canales de la roca.

16. **SATURACIÓN RESIDUAL DE GAS** (residual gas saturation o residual free-gas saturation). Es la saturación de gas en el yacimiento en el momento de abandonar el yacimiento.

17. **SOLUBILIDAD DE GAS** (gas solubility). Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo, también a condiciones normales (BN), y se denomina $R_s = \text{PCN/BN}$. Contrario a lo que generalmente se conoce, por ejemplo, solubilidad de cloruro de sodio en agua, el gas es soluble en cantidades infinitas en petróleo crudo, siempre y cuando exista suficiente gas a las condiciones existentes de presión y temperatura.

18. **PUNTO DE BURBUJEEO** (bubble point). Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo crudo y gas, en la cual el petróleo ocupa

prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas. Para propósitos prácticos puede considerarse 100 % líquido y la composición del líquido es la misma que la composición del sistema.

19. **PRESIÓN DE BURBUJEO** (bubble point pressure). También se le traduce como **PRESIÓN EN EL PUNTO DE BURBUJEO**. Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.

20. **PUNTO DE ROCÍO** (dew point). Es análogo al punto de burbujeo. Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo y gas en la cual el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de petróleo. Para propósitos prácticos puede considerarse 100 % gas y la composición del gas es la misma que la del sistema.

21. **PUNTO CRICONDENTÉRMICO** (cricondentherm). Palabra formada del griego. Es el punto de temperatura máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión-temperatura de fluidos de yacimiento, es decir, sistemas de hidrocarburos complejos. Temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir.

22. **PUNTO CRIVAPORVÁRICO** (crivaporbar). Palabra formada del griego y latín. Es el punto de presión máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión-temperatura de fluidos de yacimientos, es decir, sistema de hidrocarburos complejos. Temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir.

23. **PRESIÓN DE ROCÍO** (dew point pressure). También se le traduce como **PRESIÓN EN EL PUNTO DE ROCÍO**. Es la presión de un sistema en el punto rocío.

24. **LÍQUIDO SATURADO** (saturated liquid). Particularmente se emplea para petróleos: **PETRÓLEO SATURADO** (saturated oil). Es un líquido (petróleo) en equilibrio con vapor (gas) a determinada presión y temperatura. En forma similar se emplea el término **VAPOR SATURADO** (saturated vapor). Es el vapor en equilibrio con líquido a determinada presión y temperatura. Los términos anteriores a veces se usan sinónimamente con los siguientes términos en el punto de burbujeo: **LÍQUIDO DE BURBUJEO** o **LÍQUIDO EN EL PUNTO DE BURBUJEO** (bubble point liquid), **PETRÓLEOS DE BURBUJEO** o **PETRÓLEO EN EL PUNTO DE BURBUJEO** (bubble point oil) y **VAPOR EN EL PUNTO DE ROCÍO** (dew point vapor). Debe tenerse presente que los términos "punto de burbujeo" y "punto de rocío" identifican casos especiales donde existe prácticamente 100 % de una fase y una cantidad infinitesimal de la otra. En cambio, en el término "líquido saturado", la cantidad de líquido y vapor puede ser cualesquiera. En ambos casos, cualquier disminución de la presión del sistema ocurre desprendimiento de gas del líquido. A los yacimientos que contienen petróleo saturado se les denomina **YACIMIENTOS SATURADOS** (saturated reservoirs).

25. **PRESIÓN DE SATURACIÓN** (saturation pressure). Es la presión a la cual líquido (petróleo) y vapor (gas) están en equilibrio. A menudo, presión de saturación se usa sinónimamente con presión de burbujeo o presión de rocío.

26. **FLUIDO NO-SATURADO** (undersaturated fluid o unsaturated fluid). También se denomina **FLUIDO SUBSATURADO** (subsaturated fluid). Se aplica en particular para el petróleo y se dice **PETRÓLEO NO-SATURADO** (undersaturated oil o unsaturated oil). Es el material (fluido, petróleo) con capacidad de llevar en solución, a las condiciones de presión y temperatura existentes, cantidad adicional de gas. En otras palabras, hay deficiencia de gas a las condiciones existentes. Si hubiera suficiente gas a las condiciones existentes, la presión del sistema sería la presión de saturación. En un fluido no-saturado, disminución en presión, no causa liberación del gas existente en solución en el fluido. Ampliando aún más los términos en discusión, se usan para designar el yacimiento que contiene petróleo de esas condiciones: **YACIMIENTOS NO-SATURADOS** (undersaturated reservoirs o unsaturated reservoirs), o también **YACIMIENTOS SUBSATURADOS** (subsaturated reservoirs).

27. **LIBERACIÓN INSTANTÁNEA** (flash liberation). A veces se le denomina **LIBERACIÓN EN EQUILIBRIO**. Se define como el proceso por el cual un petróleo crudo de yacimiento se expande a temperatura constante y el gas desprendido permanece en contacto con el petróleo durante todo el tiempo de la expansión. La composición total del sistema permanece constante, pero la composición de las fases del sistema—gas y líquido—cambia con la disminución de presión.

28. **SEPARACIÓN INSTANTÁNEA** (flash separation). A veces se le denomina también **SEPARACIÓN EN EQUILIBRIO**. Se define como el proceso dinámico (proceso de separación continuo en varias etapas) por el cual gas se separa de un petróleo crudo de yacimiento a presión y temperatura menores que las existentes en el yacimiento. Por ejemplo un proceso de separación instantánea en superficie consiste de una o varias etapas de separación instantánea. Una etapa es un paso en el proceso de separación instantánea continua, de una corriente de petróleo a presión y temperatura constante. El volumen de petróleo final se denomina **PETRÓLEO A CONDICIONES DE TANQUE** (stock tank oil).

29. **LIBERACIÓN DIFERENCIAL** (differential liberation). Se define como el proceso por el cual gas se separa de un petróleo de yacimiento por reducción en presión en tal forma que a medida que el gas se desprende del líquido se remueve del sistema, es decir, del contacto con el petróleo. En el laboratorio, la disminución de presión se hace por pasos, como un sustituto de la remoción continua de gas en un proceso verdaderamente diferencial. La liberación diferencial se hace a condiciones del yacimiento y el volumen de petróleo final se le denomina **PETRÓLEO RESIDUAL** (residual oil).

30. **SEPARACIÓN DIFERENCIAL** (differential separation). Es una liberación diferencial, pero a condiciones superficiales. Sin embargo, este proceso tiene poca importancia desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos.

31. **LIBERACIÓN COMPUESTA** (composite liberation). Muchas veces se denomina simplemente **PROCESO COMPUESTO** (composite process). Se define como un proceso de liberación diferencial isotérmico a temperatura del yacimiento y a partir de la presión original de burbujeo, a una presión menor, seguido por una separación instantánea del líquido resultante a través de uno o más reparadores a determinadas presiones y temperaturas de los mismos.

32. **BARRIL RESIDUAL DIFERENCIAL** (residual differential barrel). Barril de petróleo proveniente de un proceso de liberación diferencial. Abreviación: BRD.

33. **CONSTANTES DE EQUILIBRIO** (equilibrium constants). Términos sinónimos: **RAZONES DE EQUILIBRIO** (equilibrium ratios) y **VALORES-K** (K-values). Se define como la razón de la fracción molar de un componente de hidrocarburo en la fase de vapor (y) a la fracción molar del mismo componente en la fase líquida (x), es decir, $K=y/x$.

34. **FACTOR VOLUMÉTRICO** (formation volume factor). Es la relación existente entre un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales. Existen varios de estos factores:

35. **FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS** (gas formation volume factor). Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Se expresa por Bg y sus unidades generalmente son barriles en el yacimiento (BY) por pie cúbico de gas a condiciones normales (PCN).

36. **FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO** (oil formation volume factor). Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. También se le denomina **FACTOR MONOGRÁFICO**, ya que en el yacimiento, lo que en la superficie sería petróleo y gas, se encuentra en una sola fase líquida. Se identifica por el símbolo Bo y se expresa generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN).

37. **FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL** (total formation volume factor). Es un factor adimensional que representa el volumen en el yacimiento a determinada presión y temperatura, de la unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales más su gas originalmente en solución (a presión de burbujeo). El volumen en el yacimiento estará formado por petróleo saturado con gas (a las condiciones del yacimiento) más gas libre (diferencia entre el gas original menos el gas en solución para saturar el petróleo). De allí que también se le denomine **FACTOR VOLUMÉTRICO BIFÁSICO**. Se expresa por el símbolo Bt y sus unidades son las mismas de Bo.

38. **MERMA** (shrinkage). Es la disminución en el volumen de la fase líquida del yacimiento, debido a la liberación de gas en solución (por disminución en presión), disminución en temperatura, o a ambos factores. Puede expresarse como porcentaje respecto al volumen en el yacimiento (volumen inicial) o respecto al volumen a condiciones finales. Cuando se expresa en esta forma, equivale a decir que la merma es igual al factor volumétrico del petróleo menos la unidad.

39. **FACTOR DE MERMA** (shrinkage factor). Es el inverso del factor volumétrico del petróleo, es decir, barriles normales por barril de petróleo a condiciones de yacimiento.

40. **EMPUJE POR GAS** (gas drive). Energía para el recobro de petróleo proveniente de gas a presión que se halla en la formación productora. El

gas puede existir libre en la formación en la capa de gas, y en este caso el empuje se denomina EMPUJE POR CAPA DE GAS (gas cap drive) o puede estar en solución en el petróleo y al disminuir la presión y desprenderse el gas del petróleo, se crea energía para la expulsión del petróleo. En este caso el empuje se denomina EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN (solution gas drive), aunque también es común denominarlo como EMPUJE POR DEPLECIÓN (depletion drive) o EMPUJE POR GAS INTERNO (internal gas drive). Las tres denominaciones son equivalentes.

41. EMPUJE POR SEGREGACIÓN (segregation drive). Energía que contribuye al recobro de petróleo debido a la expansión de la capa de gas, que bien puede existir originalmente o formarse después de comenzar a producir el yacimiento. La producción de petróleo por segregación hace uso de la fuerza de gravedad. A veces a este proceso se le denomina DRENAJE POR GRAVEDAD (gravity drainage).

42. SEGREGACIÓN DE LA CAPA DE GAS (gas cap segregation). Comportamiento de la capa de gas cuando ésta se expande y desplaza el petróleo. A veces se usa el término EXPANSIÓN DE LA CAPA DE GAS (gas cap expansion). Ambos términos son sinónimos. El contacto gas-petróleo se mueve a medida que el yacimiento produce.

43. DIFUSIÓN DE LA CAPA DE GAS (gas cap diffusion). Comportamiento de la capa de gas donde el gas de la capa de gas se distribuye (dispersa) uniformemente a través de la zona de petróleo. En este caso, el contacto gas-petróleo permanece constante durante la producción del yacimiento.

44. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS (prediction performance of reservoirs). También se usa decir PRONÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO. A veces también, en lugar de comportamiento, se dice FUNCIONAMIENTO.

Predicción del comportamiento de yacimientos, se define como el estudio actual de un yacimiento de petróleo, donde se estima las condiciones futuras del mismo. Generalmente estas condiciones futuras se expresan por dos curvas típicas: presión como función de producción acumulada de petróleo y razón gas-petróleo instantánea como función de producción acumulada de petróleo. A veces se obtiene una tercera curva, índice de productividad (o factor de declinación del índice de productividad), como función de producción acumulada de petróleo.

45. EMPUJE HIDROSTÁTICO (water drive). También se le denomina EMPUJE HIDRÁULICO. Se define como la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo. Generalmente el mismo tipo de formación productora es la que contiene el acuífero. La energía del empuje se debe principalmente a la expansión (dilatación) del agua al disminuir la presión, avanzando dentro del yacimiento de petróleo, en dirección del pozo, desplazando petróleo.

46. EMPUJE HIDROSTÁTICO DE FONDO (bottom water drive). También se denomina EMPUJE HIDRÁULICO DE FONDO. Se define como el empuje hidrostático debido a agua que se mueve verticalmente hacia arriba en dirección

de los pozos productores. La zona productora de petróleo está por encima de la zona de agua o acuífero.

47. EMPUJE HIDRSTÁTICO MARGINAL (edge water drive). También se denomina EMPUJE HIDRÁULICO LATERAL. Se define como el empuje hidrostático debido a aguas que avanzan lateralmente hacia el pozo productor, es decir, paralelamente a los planos de estratificación. Por tanto, la estratificación de permeabilidad es un factor muy importante en el avance de agua en este tipo de empuje.

48. CONIFICACIÓN DE AGUA (water coning). Superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo de petróleo. Tal superficie se forma cuando la zona productora de petróleo está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) es agua y debido a la alta rata de producción o empuje hidrotástico de fondo, el contacto agua-petróleo se levanta debajo del pozo, formando una superficie cónica alrededor del mismo. Conificación implica movimiento vertical hacia arriba del contacto agua-petróleo y supone una zona acuífera debajo del pozo productor. Fig. 5.15A.

49. AVANCE LATERAL DE AGUA (water cusping). También se le denomina AVANCE MARGINAL DE AGUA. Se define como la superficie de sección horizontal triangular que forma el contacto agua-petróleo lateralmente alrededor del pozo de petróleo. Se forma cuando la misma arena (formación) que produce agua a determinada distancia lateral de la zona de petróleo y debido a altas ratas de producción del pozo o empuje hidrostático marginal, el contacto agua-petróleo avanza lateralmente hacia el pozo, formándose un contacto agua-petróleo, cuya sección horizontal es de forma triangular. Similarmente al caso de conificación, podría en este caso denominársele "triangulación de agua". Cuando esto ocurre en dos o más pozos adyacentes, la sección horizontal del contacto agua-petróleo entre dos pozos es de forma de lóbulo o de una hoz. Fig. 5.15B.

50. INTRUSIÓN DE AGUA (water influx or water encroachment). Agua que entra a la zona de petróleo de un yacimiento, proveniente de formaciones que rodean el yacimiento, denominadas ACUÍFERO (aquifer).

51. SUPERFICIE HIDROSTÁTICA (water table). También se le denomina NIVEL FREÁTICO. Como términos sinónimos se emplea SUPERFICIE (NIVEL) DE AGUA LIBRE (free water surface level). Existen varias definiciones de este término. En general puede definirse como la superficie formada por el contacto agua-petróleo en un yacimiento o arena contiguo a una zona de agua. Como se sabe, el cambio de un punto de alta saturación de petróleo a un punto 100 % agua ocurre gradualmente a través de la denominada ZONA DE TRANSICIÓN (transition zone). De lo anterior surgen dos definiciones de superficie hidrostática: a) superficie (nivel) a través de la cual la presión capilar es igual a cero, y b) superficie (nivel) por debajo de la cual la producción de fluido es 100 % agua. Finalmente, desde el punto de vista de Ingeniería de Producción, la superficie hidrostática se define como el nivel por encima del cual la producción de agua es igual a cero.

52. **RAZÓN * GAS-PETRÓLEO, RGP (gas-oil-ratio, GOR).** Es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales. Existen varios tipos de razón gas-petróleo.

53. **RAZÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO, RGS_P, R_s (solution gas-oil-ratio).** Gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente en BN.

54. **RAZÓN GAS-PETRÓLEO INSTANTÁNEA, R (instantaneous gas-oil-ratio).** También se le conoce con el nombre de **RAZÓN GAS PRODUCIDO-PETRÓLEO** o **RAZÓN GAS-PETRÓLEO DE PRODUCCIÓN (producing gas-oil-ratio).** Es la RGP producida (obtenida) en un momento dado (de allí el nombre de instantánea) durante la vida de un yacimiento. Por lo tanto, es una cantidad que cambia constantemente.

55. **RAZÓN GAS-PETRÓLEO NETA INSTANTÁNEA (net instantaneous gas-oil-ratio).** También se denomina **RAZÓN GAS-PETRÓLEO DE PRODUCCIÓN NETA (net producing gas-oil-ratio).** Cuando en operaciones de inyección de gas se reinyecta a la formación una fracción I del gas producido, luego el gas realmente producido será (1-I) del gas total producido. Aplicando este concepto al gas producido por unidad volumétrica de petróleo producido, la **RAZÓN GAS-PETRÓLEO INSTANTÁNEA** o **RAZÓN GAS-PETRÓLEO DE PRODUCCIÓN NETA** será **R (1-I).**

56. **RAZÓN GAS-PETRÓLEO ACUMULADA, R_p (cumulative gas-oil ratio).** A veces se le denomina también **RAZÓN GAS-PETRÓLEO ACUMULATIVA.** Es el resultado de dividir la cantidad de gas producida acumulada por la cantidad de petróleo producida acumulada, ambas a un mismo tiempo.

57. **RAZÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (relative permeability ratio).** Es el cociente entre las permeabilidades relativas o efectivas de dos fluidos (bien sea gas y petróleo, o sea agua y petróleo), que fluyen en un mismo sistema.

58. **HUMECTANTE (wetting).** Término usado para indicar que las superficies de los granos de una roca (arena) entran preferencialmente en contacto con determinado líquido. Para expresar lo contrario se emplea **NO HUMECTANTE (nonwetting).**

59. **HUMECTABILIDAD (wettability).** Término general usado para expresar el grado en que las superficies de los granos de una roca (arena) entran en contacto con un líquido determinado.

60. **ROCA (ARENA) HIDRÓFILA (water wet rock (sand)).** También se le denomina **ROCA (ARENA) HUMECTADA POR AGUA.** Roca (arena) cuyas superficies de los granos entran preferencialmente en contacto con el agua.

* En la mayoría de la literatura sobre petróleo en español, se usa la palabra **RELACIÓN** por "**RATIO**". Sin embargo, debido a ciertas confusiones que pueden presentarse al traducir en un mismo párrafo o frase las palabras "**RATIO**", "**RELATION**" y "**RELATIONSHIP**", el autor considera más correcto traducir el término "**RATIO**" como **RAZÓN**.

61. **ROCA (ARENA) OLEÓFILA** (oil wet rock (sand)). También se le denomina **ROCA (ARENA) HUMECTADA POR PETRÓLEO**. Roca (arena) cuyas superficies de los granos entran preferencialmente en contacto con el petróleo.

62. **PRESIÓN DE SOBRECARGA** (overburden pressure). Es la presión en un punto de una formación (estrato) debida al peso de los estratos o formaciones superpuestas.

63. **FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE ROCAS** (compressibility factor of rock). Simplemente se le denomina **COMPRESIBILIDAD DE ROCAS**. Es el cambio en volumen por unidad de volumen (cambio fraccional en volumen) por unidad de presión diferencial. De acuerdo al volumen de que se trate se conocen arios tipos de compresibilidad.

64. **COMPRESIBILIDAD DE LOS POROS** (pore compressibility). Algunos autores le denominan **COMPRESIBILIDAD EFECTIVA**. Es el cambio en volumen poroso de la roca por unidad de volumen poroso (cambio fraccional en volumen) por lpc de presión diferencial (cambio en presión) entre la existente en el interior de los poros y en el exterior de la roca.

65. **COMPRESIBILIDAD DE LA MATRIZ** (matrix compressibility). También se le denomina **COMPRESIBILIDAD DE LOS GRANOS** (grain compressibility). Es el cambio en volumen de la parte sólida (granos) de la roca por unidad volumétrica de granos (cambio fraccional en volumen) por lpc de presión diferencial.

66. **COMPRESIBILIDAD TOTAL** (bulk compressibility). Es el cambio en volumen total de la roca por unidad de volumen total (cambio fraccional en volumen) por lpc de presión diferencial.

67. **DESLIZAMIENTO DE GAS** (gas slippage). También se le denomina **RESBALAMIENTO DE GAS**. La permeabilidad de un medio poroso determinada con gas es mayor que la determinada con líquido. La explicación dada a este comportamiento consiste en que cuando fluye un líquido a través de un medio poroso bajo condiciones de flujo viscoso (tal como asume la ley de Darcy) la velocidad del líquido en contacto con las paredes de los granos es igual a cero; en cambio, en caso de gas, tiene una velocidad finita. En otras palabras: $\delta_g \mu_g > \delta_L \mu_L$. Tal fenómeno se denomina **DESLIZAMIENTO DE GAS**.

68. **FLUJO CONTINUO** (steady state flow). También se le denomina **FLUJO INVARIABLE** o **FLUJO EN ESTADO DE EQUILIBRIO DINÁMICO**. Se refiere a la condición de flujo en un sistema, donde la presión, velocidad y densidad de las fases son constantes con tiempo en cada sección transversal a la dirección de flujo. Por lo tanto, en cada sección considerada, el cambio de presión, velocidad y densidad de las fases con tiempo es cero. Estas propiedades pueden cambiar de sección a sección, pero son constante en cada una. Además, el flujo volumétrico (a condiciones normales) es el mismo en cualquier parte del sistema.

69. **RESTAURACIÓN DE PRESIÓN** (pressure build-up). También se le denomina **REESTABLECIMIENTO DE PRESIÓN**. Es el proceso por el cual se obtiene la presión instantánea en el fondo de un pozo, a partir del momento en que se cierra a la producción. De allí se determina la presión de equilibrio

(estática) existente en el volumen de roca drenado (afectado) por el pozo. A veces, los términos anteriores se usan en operaciones de inyección de fluidos al yacimiento. En este caso: RESTAURACIÓN ó RESTABLECIMIENTO DE PRESIÓN (repressuring), es el aumento de presión del yacimiento debido a la inyección de un fluido de la superficie, principalmente gas o agua.

70. **FLUJO NO CONTINUO** (unsteady state flow). También se le denomina **FLUJO VARIABLE**. Es lo contrario de flujo continuo, es decir, en una sección transversal a la dirección de flujo cualesquiera, la presión, velocidad y densidad de las fases cambia con tiempo.

71.—**EFFECTO CAPILAR FINAL** (capillary end effect). Efecto de las fuerzas capilares sobre la distribución de saturación en el extremo de salida de un medio poroso cuando fluyen dos o más fluidos simultáneamente sin mezclarse. Debido a este efecto, se concentra excesiva cantidad del fluido humectante en el extremo de salida y reduce la permeabilidad al fluido no humectante.

72. **EFFECTO SUPERFICIAL** (skin effect). Reducción o incremento en la permeabilidad (flujo) de la formación productora en las proximidades del pozo. Si la formación cerca del pozo tiene una permeabilidad menor que la permeabilidad promedio de la mayor parte del yacimiento, existe un "efecto superficial positivo". Esto puede ser debido a obstrucción por fluidos de perforación, de cementación, etc., reacción entre arcillas y el filtrado del lodo, terminación deficiente del pozo, etc. En cambio, existe un "efecto superficial negativo" si la permeabilidad cerca del pozo es mayor que la permeabilidad lejos del pozo. Esto puede resultar de tratamientos a la formación, tales como: acidificación, fracturación hidráulica, cañoneo, etc.

73. **POSTFLUJO** (after flow or after production). También se le denomina **POSTPRODUCCIÓN**, **PRODUCCIÓN PERSISTENTE**, **FLUJO DESPUÉS DEL CIERRE**. Se define como el fluido que entra al pozo después de cerrarlo para una prueba de restauración de presión. El tiempo de postflujo es relativamente corto y depende de la rata de readaptación del fluido del yacimiento en el área de drenaje del pozo.

74. **TIEMPO DE READAPTACIÓN** (readjustment time). También se le denomina **TIEMPO DE REAJUSTE**. Como términos sinónimos se usa **PERÍODO TRANSITORIO** (transient period) o **PERÍODO DE ESTABILIZACIÓN** (stabilization period). Existen varias definiciones de este término: (a) tiempo que tarda el disturbio de presión inicial, causado al abrir un pozo que está en equilibrio a producir, para llegar al límite exterior r_e ; (b) tiempo necesario, a partir del momento en que se abre un pozo que está en equilibrio a producir, para que tal pozo alcance flujo estable, es decir, para que alcance una rata de flujo casi o prácticamente constante, o sea, se aproxima a un estado de flujo continuo; (c) tiempo requerido para crear una distribución de presión logarítmica entre el radio del pozo y cualquier radio transitorio r_c , cuando el pozo en equilibrio se abre a producir. El tiempo de readaptación es independiente de la rata de producción.

75. **FLUJO TRANSITORIO** (transient flow). Cuando un pozo cerrado, cuya formación productora se encuentra en equilibrio, se abre a producir, el

radio de drenaje, r_e , cambia constantemente con tiempo hasta alcanzar el radio exterior del pozo. El flujo de la formación al pozo durante este período, se denomina flujo transitorio.

76. **DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN TRANSITORIA** (pressure transient). Es la distribución de presión en el yacimiento a un tiempo cualesquiera durante el período transitorio de un pozo, es decir, durante el tiempo que ocurre flujo transitorio.

77. **PRESIÓN DIFERENCIAL**, $p_e - p_{wf}$ (drawdown). Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

78. **MANTENIMIENTO DE PRESIÓN** (pressure maintenance). En operaciones de inyección de gas a un yacimiento, se usa este término para indicar el sostimiento de la presión a determinado nivel o para suplementar la energía natural del yacimiento. Puede ocurrir **MANTENIMIENTO TOTAL DE PRESIÓN** (complete pressure maintenance) cuando la presión se mantiene constante en un valador dado y **MANTENIMIENTO PARCIAL DE PRESIÓN** (partial pressure maintenance) cuando la presión no es constante durante la inyección; declina, pero a una rata menor de la que declinaría si no existiera inyección.

79. **INYECCIÓN INTERNA DE GAS** (internal gas injection). También se usan sinónimamente los términos **INYECCIÓN DE GAS DISPERSA** (dispersed gas injection) o **INYECCIÓN DE GAS EN ARREGLO** (pattern gas injection). Se refiere a la inyección de gas cuando se hace en la zona de petróleo, con una distribución del gas dentro del petróleo en una forma más o menos uniforme.

80. **INYECCIÓN EXTERNA DE GAS** (external gas injection). También se usa sinónimamente los términos **INYECCIÓN EN LA CAPA DE GAS** (gas cap injection) o **INYECCIÓN DE GAS EN LA CRESTA** (crestal gas injection). Es la inyección de gas en la parte superior de la estructura, generalmente en la capa de gas inicial o secundaria del yacimiento.

81. **RECICLO** (cycling). Se usa principalmente este término cuando se trata de yacimientos de condensado. Es el proceso continuo por el cual, gas producido de un yacimiento, denominado gas húmedo, se le remueve los productos líquidos (condensado) y el gas residual, denominado gas seco, se reinyecta al yacimiento.

82. **RAZÓN DE RECICLO** (cycling ratio). Este término se usa en procesos de inyección de gas. Es el resultado de dividir la cantidad de gas inyectada a un yacimiento en un intervalo de tiempo dado por la cantidad de gas producida durante al mismo intervalo.

83. **VOLUMEN DE LLENE** (fill-up volume). Término usado en proyectos de inyección de agua en recuperación secundaria, definido como el volumen de agua necesario para llenar el espacio ocupado por gas libre en el yacimiento. El gas libre presente en el yacimiento se disuelve en el petróleo y el que no se disuelve se comprime a una fracción insignificante de su volumen inicial.

84. **TIEMPO DE LLENE (fill-up time).** Es el tiempo necesario para inyectar en un yacimiento el volumen de llene correspondiente.

85. **ZONA DE ARRASTRE (drag zone).** Es la zona que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles. Se denomina zona de arrastre, porque cualquier recuperación extra de fluido desplazado, se debe al arrastre de tal fluido por parte del fluido desplazante. A veces a tal fluido extra se le denomina **FLUIDO ARRASTRADO (dragged out fluid)**.

86. **BANCO DE PETRÓLEO (oil bank).** Es la región o zona de petróleo que se forma delante del frente de invasión, en un proceso de desplazamiento inmiscible como consecuencia del desplazamiento del petróleo por agua (u otro fluido no miscible con petróleo).

87. **BANCO DE AGUA (water bank).** Es la zona situada detrás del frente de invasión, en un proceso de desplazamiento de petróleo por agua, donde la saturación de agua aumenta notablemente debido a la inyección de la misma.

88. **RUPTURA (breakthrough).** Término usado en procesos de desplazamiento. Ocurre cuando el fluido desplazante (agua, gas, etc.) llega al extremo de salida del sistema; en otras palabras: es el momento en que se produce la primera gota de fluido desplazante.

89. **AREA INVADIDA (flood coverage).** Es la fracción del área total en un arreglo de pozos en operaciones de recuperación secundaria, que ha entrado en contacto con el fluido desplazante a un momento dado antes de la ruptura.

90. **EFICIENCIA DE BARRIDO (sweep efficiency).** Término empleado para describir las zonas invadidas por el fluido desplazante en operaciones de recuperación secundaria. Se debe distinguir dos eficiencias de barrido: (1) **EFICIENCIA DE BARRIDO SUPERFICIAL U HORIZONTAL (areal sweep efficiency).** También se denomina **EFICIENCIA DEL ARREGLO (parttern sweep efficiency)**. Puede definirse como la fracción de área del arreglo que ha sido invadida (entrado en contacto) con el fluido desplazante en el momento de la ruptura; (2) **EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL (vertical sweep efficiency).** Depende del grado de estratificación del sistema sometido a invasión. Es la fracción del área vertical del sistema que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en el momento de la ruptura.

91. **EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (displacement efficiency).** Término empleado para describir la efectividad con que el fluido desplazante desaloja al petróleo del yacimiento. Porcentaje, respecto al petróleo sometido a desplazamiento, recuperado en el momento de la ruptura.

92. **FACTOR DE CONFORMACIÓN (conformance factor).** Fracción del volumen total de la roca dentro del área del arreglo que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en el momento de la ruptura.

93. **MODELO SILUETÁGRAFO DE RAYOS X (X-ray shadowgraph model).** Modelo usado para estudiar el efecto de la razón de movilidad sobre la

eficiencia de barrido en desplazamientos miscibles. El modelo consiste en una placa de un medio poroso uniforme de tal forma y dimensiones que representa a escala la unidad mínima del arreglo de los pozos que se desea estudiar. El fluido desplazante contiene un material que absorbe los rayos-X con lo cual el frente de inundación puede seguirse tomando diferentes películas con un aparato de rayos-X.

94. **MODELO VISUALIZADOR DE FLÚIDO** (fluid mapper model). Modelo usado para estudiar el efecto de la razón de movilidad sobre la eficiencia de barrido. En este modelo el flujo ocurre a través del espacio entre dos placas paralelas horizontales separadas una distancia muy pequeña una de otra (0,03 a 0,04 pulgadas). Las dimensiones de las placas representan a escala la unidad mínima del arreglo de pozos que se desea estudiar. Al fluido desplazante se le agrega un colorante, lo que facilita seguir al frente de invasión, bien sea tomando fotografías o por trazos a mano en un papel transparente.

95. **INTERDIGITACIÓN** (fingering). Muy comúnmente se encuentra el término **INTERDIGITACIÓN VISCOSA** (viscous fingering). También se usa como traducción: **ACANALAMIENTO DIGITADO Y ACANALAMIENTO DIGITADO VISCOSO**. Términos usados en procesos de desplazamiento miscible, cuando un fluido viscoso desplazado por uno menos viscoso, el avance del frente de desplazamiento deja un momento de ser uniforme y el fluido desplazante avanza más rápidamente en unas partes que en otras formando zonas largas y angostas en forma de dedos. De ahí el nombre de digitado. La interdigitación ocurre en arenas o rocas de permeabilidad uniforme.

96. **PUNTO DE FLUJO** (pour point). También se le denomina **PUNTO DE VACIADO**. Es la mínima temperatura a que fluye un aceite —o petróleo— cuando se enfría a condiciones determinadas según el ASTM Standards, D-97-57.

97. **POZOS DE PETRÓLEO DE TERMINACIÓN DOBLE** (dual completion-oil well). Pozo cuyo equipo dentro del mismo permite producir de arenas (formaciones) o yacimientos diferentes a través de diferentes tuberías.

98. **TIPO DE TERMINACIÓN DE UN POZO DONDE A LA ZONA PRODUCTORA DE PETRÓLEO NO SE LE COLOCA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**, es decir, las paredes de la zona productora permanecen descubiertas.

99. **PRESIÓN EN EL LÍMITE** (boundary pressure). También se denomina **PRESIÓN DE CONTORNO**. Se define como la presión promedia existente en el contacto agua-petróleo o agua-gas. Cuando se trata de problemas de intrusión de agua a yacimientos de petróleo, es la presión promedia en el contacto agua-petróleo.

100. **VACIAMIENTO DEL YACIMIENTO** (reservoir voidage). Es el volumen que ocupa en el yacimiento los fluidos retirados del mismo. Por supuesto, en el yacimiento no queda un espacio vacío, sino que queda ocupado por la expansión de los fluidos que quedan en el yacimiento, gas desprendido del petróleo y, cuando ocurre intrusión de agua, por el agua neta que entra al yacimiento.

INDICE DE AUTORES

- Ache, P. S., 509.
 Albaugh, F. W., 51.
 Alden, R. C., 38, 39.
 Allen, F. H., 112, 117, 118, 120.
 Allen, J. C., 86.
 Archie, G. E., 51.
 Aronofsky, J. S., 420, 515.
 Arps, J. J., 146, 147, 148, 389, 390,
 483, 484, 485, 486, 508.
 Arthur, M. J., 380.
- Barnes, K. B., 18, 155.
 Beal C., 336, 337, 338, 339.
 Bell, J. S., 318, 319.
 Berry, V. J., Jr., 113, 241, 242, 488.
 Berryman, J. E., 112.
 Bobrowski, J. P., 136, 229, 242.
 Botset, H. G., 18, 147, 510, 511, 512,
 531.
 Boyd, W. L., 46, 69, 70, 71.
 Brown, G. G., 38, 39.
 Brownscombe, E. R., 298, 360, 488.
 Bruce, W. A., 51, 300, 316.
 Buckley, S. E., 19, 146, 147, 148, 149,
 254, 453, 457, 470.
 Burrows, D. B., 38, 39, 334, 335.
 Burton, M. E., Jr., 512.
- Calhoun, J. C., Jr., 488, 491, 509.
 Callaway, F. H., 310, 311, 313, 314,
 315, 316.
 Campbell, J. M., 105.
 Cardwell, W. T., Jr., 330.
 Carlson, R. F., 155.
 Carpenter, C. B., 225.
 Carr, N. L., 38, 39, 334, 335.
 Caudle, B. H., 516, 517, 518, 520.
 Chatas, A. T., 282.
 Cheek, R. E., 519.
 Chew, J., 336, 339.
 Chin, T., 136, 229.
 Clanton, J. L., 241.
 Clark, N. J., 20.
 Coleman, S., 19.
- Collins, F., 298, 360.
 Connally, C. A., 336, 339.
 Cook, A. B., 136, 225, 229, 242.
 Cornell, D., 46.
 Cragoe, C. S., 96.
 Crawford, P. B., 512.
 Craze, R. C., 146, 147, 148, 397, 398.
 Crichton, J. A., 37.
 Crump, J. S., 112.
 Cullender, M. H., 414, 415, 416, 417.
 Cupps, C. Q., 136.
- Darcy, H., 328.
 Dardaganian, S. G., 241.
 Davis, D. H., 350.
 Dobyns, R. P., 386.
 Dodson, C. R., 174, 175, 176, 232,
 240.
 Dolan, P. M., 386.
 Dotson, B. J., 50.
 Dyes, A. B., 517, 518, 520.
 Dykstra, H., 509.
- Eilerts, C. K., 28, 29, 41, 42, 89, 91.
 Elenbaas, J. R., 412.
 Elliott, G. R., 218.
 Elliott, W. C., Jr., 386.
 Erickson, R. A., 517, 518, 520.
 Espach, R. H., 136.
 Evinger, H. H., 490.
- Fancher, G. H., 18.
 Fatt, I., 178, 179, 350.
 Fischer, M. J., 520.
 Fry, J., 136.
- Gardner, G. H. F., 470.
 Garland, T. M., 386.
 Gatlin, C., 406.
 Geertsma, J. J., 180.
 Geffen, T. M., 58, 59.
 Gladfelter, R. E., 310, 311, 313, 314,
 315, 316.
 Glanville, J. W., 397, 398.

- Goodwill, D., 232, 240.
Greenberger, M. K., 147-148.
Gruy, H. J., 37.
Guthrie, R. K., 147, 168.
- Hall, H. N., 177, 178, 180.
Harrison, N. H., 105, 112, 121.
Hawkins, M. F., 180, 406.
Haynes, G. W., 58, 59.
Hill, H. B., 168.
Hinds, R. F., 242, 488.
Hocott, C. R., 112.
Hoffman, A. E., 112.
Horner, D. R., 401.
Hoss, R. L., 485.
Huntington, R. L., 105.
Hurst, W., 19, 265, 270, 271, 274, 279, 282, 314, 324, 509, 512.
Hutchinson, C. A., 206.
- Jacoby, R. H., 113, 241, 242, 488.
Janzen, H. B., 519.
Jenkins, R., 420.
Johnson, C. E., Jr., 509.
Jones, P. H., 18, 51.
- Katz, D. L., 38, 39, 40, 99, 101, 412.
Kaveler, H. H., 52.
Keller, W. O., 254.
Kennedy, H. T., 204, 241, 227, 228, 229, 230, 231.
Kennerly, T. L., 134, 135.
Kern, L. R., 467.
Kieschnick, W. F., Jr., 470, 488.
Killian, J. W., 520.
Klinkenberg, L. J., 356.
Kobayashi, R., 38, 39, 334, 335.
Koch, H. A., Jr., 470.
Koeller, R. C., 113.
Kraus, E., 254.
- Law, J., 330.
Lee, B. D., 512.
LeRoy, L. W., 47.
Leverett, M. C., 18, 19, 51, 453, 457, 470.
Lewis, J. A., 18.
Lewis, W. B., 18.
Lindblad, E. N., 509.
Lipstate, P. H., 136.
Loper, R. G., 488.
- MacRoberts, D. T., 414, 415.
Marshall, D. L., 522.
Matthews, C. S., 520.
Matthews, T. A., 99, 101.
Mayer, E. H., 232, 240.
- Menzie, D. E., 519.
Messer, E. S., 51.
Miller, C. C., 488.
Millikan, C. V., 18, 19.
Moore, T. V., 19, 20.
Moore, W. D., 317, 320, 321, 322.
Morse, R. A., 58, 59.
Mortada, M., 321.
Moscrip III, R., 198, 202.
Mueller, T. D., 489.
Muskat, M., 18, 19, 89, 147, 296, 376, 377, 380, 472, 482, 484, 485, 490, 505, 506, 508, 509, 510, 511, 512, 530, 531.
McCarthy, E. L., 69, 70, 71.
McCarthy, G. M., 512.
McCord, D. R., 136.
McCreery, P. N., 50.
McCullough, J. J., 51.
McDowell, J. M., 301, 302, 303, 304, 305, 376, 377.
McMahon, J. J., 219, 242, 282, 306, 308.
- Nielsen, K. L., 219.
Nielsen, R. F., 309.
Nisle, R. G., 396.
Nobles, M. A., 519.
- Oberfe., G. B., 38, 39.
Offeringa, J., 470.
Oliver, L. R., 522.
- Parrish, D. R., 58, 59.
Parsons, R. L., 330, 509.
Perrine, R. L., 386, 387, 406.
Pirson, S. J., 216, 265.
Portman, W. E., 105.
Prats, M., 520.
Pyle, H. C., 18.
- Rachford, H. H., 221, 222.
Reed, D. W., 18.
Regier, S., 105, 112, 121.
Reid, L. S., 69, 70, 71.
Reudelhuber, F. O., 135, 234, 242, 488.
Rinehart, I., 88, 89.
Roberts, T. G., 146, 483, 484, 485, 486.
Rodgers, J. K., 105, 112, 121.
Roe, R. P., 112, 117, 118, 120, 254.
Roland, C. H., 99, 101.
Rumble, R. C., 183, 318, 319, 320.
- Schild, A., 373.
Schilthuis, R. J., 18, 19, 50, 198, 209, 212, 216, 265, 298.

- Schultz, W. P., 221, 222.
 Sclater, K. C., 17.
 Shepherd, J. M., 318, 319.
 Shreve, D. R., 467.
 Shroeder, H. J., 225.
 Sidwell, C. V., 18.
 Simons, L. H., 304, 305.
 Slobod, R. L., 50, 470, 516, 517, 520.
 Smith, A. E., 389, 390.
 Smith, R. H., 467.
 Spain, H. H., 183, 304, 305, 318, 319, 320.
 Spencer, G. B., 136, 229, 242.
 Spencer, J. R., 46.
 Spurlock, J. W., 50.
 Stamm, H. E., 183, 318, 319, 320.
 Standing, M. B., 38, 40, 69, 89, 112, 138, 142, 143, 174, 175, 176, 242, 509.
 Stephenson, B. R., 1.
 Stewart, F. M., 310, 311, 313, 314, 315, 316.
 Stiles, W. E., 492, 496, 503, 505, 508.
 Strickler, W. R., 520.
 Suder, F. E., 509.
 Sukkar, Y. K., 46.
 Swearingen, J. S., 512.
 Tarner, J., 19, 472, 475, 479, 480, 483.
 Thomas, G. B., 406.
 Thornton, O. F., 89.
 Timmerman, E. H., 219, 242, 282, 306, 308.
 Tracy, G. W., 254, 294, 475, 478.
 Trube, A. S., 174, 343, 344.
 Truby, L. G., Jr., 317, 320, 321, 322.
 Vance, H., 47.
 Van der Knaap, W., 177, 178.
 Van der Poel, C., 470, 520.
 Van Everdingen, A. F., 19, 219, 242, 265, 270, 271, 274, 279, 282, 306, 308, 324, 403, 509.
 Warren, J. E., 489.
 Welch, L. W., 467.
 Welge, H. J., 51, 461, 463, 466, 467.
 Wessely, A. J., 20.
 West, W. J., 489.
 Whorton, L. P., 470.
 Wieland, D. R., 204.
 Wilde, H. D., Jr., 19.
 Woods, R. W., 296.
 Woody, L. D., 198, 202.
 Wyckoff, R. D., 18, 510, 511, 512, 531.

Metodo al BH.

1: Se calcula K y P^*

2. Se calcula $\frac{q_i}{q_y} = \frac{V_i}{V_y}$.

3. $t_{DA} = 0.000264 \frac{K \cdot C}{\phi \mu CA}$ (t horas)

4: Con t_{DA} y la forma de la curva se calcula:

$P_D(\mu BH)(t_{DA}) = 0.01416 \frac{K h}{q \mu B D} (P^* - \bar{P})$

Se despeja $\bar{P}$.

INDICE DE MATERIAS

- Acanalamiento digitado, 470.
- Acanalamiento digitado viscoso, 470.
- Acuíferos.
 - definición, 20.
 - límites, 264.
- Agua (ver *Agua innata o connata*).
- Agua innata:
 - definición, 18.
 - propiedades, 174.
 - relación con permeabilidad, 50-51.
 - viscosidad, 334.
- Agua intersticial (ver *Agua innata o connata*).
- Análisis de muestras de fluidos del fondo, 223, 225.
- Analizadores, 300, 315-316.
- Analizadores eléctricos, 300, 315.
- Analizadores de yacimientos, 300, 316.
- Area invadida, 548.
- Avance frontal, 457.
- Balance de materiales:
 - datos de PVT, 232.
 - limitaciones y errores, 72. Prob. 1.28, 204, 214.
 - método de Tracy, 294, 475.
 - por encima del punto de burbujeo, 180.
 - yacimientos de gas, 62.
 - yacimientos de petróleo, 197, 198, 292.
 - yacimientos volumétricos de petróleo, 150.
- Banco de agua, 548.
- Banco de petróleo, 548.
- Barrido, eficiencia de, 548.
- Cálculos volumétricos:
 - yacimientos de condensado de gas, 88.
 - yacimientos de gas, 46.
 - yacimientos de petróleos, 144.
- Campo Andector, 320-321.
- Campo Bearden, 521-522.
- Campo Big Sandy, 137-138.
- Campo Conroe, 208-209, 233.
- Campo East Texas, 204, 318, 320.
- Campo Elk Basin, 136.
- Campo Elk City, 242.
- Campo de Gas Bell, 39, 41, 56-57, 64-65.
- Campo H-J Strawn, 397.
- Campo Hawkins, 317-318.
- Campo Magnolia, 244, 309, 316.
- Campo Rangely, 136, 384.
- Campo Rockwell, 219-220, 244.
- Campo Rodessa, 161, 254.
- Campo Schuler, 52.
- Campo Ten Section, 384.
- Cañoneo, 376-377.
- Capacidad:
 - definición, 391.
 - inundación de agua, 492-493.
- Clasificación de yacimientos:
 - composición, 86, 90.
 - diagramas de composición o de fases, 91.
 - mecanismos de producción, 20-21.
 - tendencia de descubrimientos, 88-89, 90.
 - tipo de fluidos, 21-22, 87.
 - volatilidad, 234, 235.
- Comportamiento retrógrado, 91, 92-93.
- Comportamiento de yacimientos:
 - campos (ver *Campos por nombres*).
 - capa de gas, 195.
 - condensado de gas, 110, 111, 117, empuje hidrostático, 195.
 - 121-122, 520.
 - gas, 63-64, 418.
 - mantenimiento de presión, 160-161, 245, 250-251, 485, 520-521.
 - volumétricos, 161.

- Comprensibilidad:**
 agua de formación, 174.
 gas, 341.
 límites, 197.
 petróleo en el yacimiento, 170, 231, 232, 311-312, 340.
 promedia efectiva, 343-344.
 rocas, 177-178.
- Condensado de gas:**
 definición, 86, 537 y ss.
 gravedad específica del fluido producido del pozo, 86.
 variación en la composición según la presión, 104-105.
- Condiciones standard o normales:**
 definición, 32.
 legales, 29.
 normales, 536.
 de superficie, 536.
 de tanque, 536.
- Configuración del flujo, 509-510.**
Conificación de agua, 380.
Conservación, 155-156, 166-167, 244-245.
Constantes críticas, 42, 99.
Constantes de intrusión de agua, 207, 249, 265-266.
Constantes. Tablas, 29, 42.
Correlación de Y, 242, 246.
- Daño zonal:**
 definición, 383.
 efecto superficial, 403, 405, 418.
 ejemplo, 384.
 prueba de restauración, 401.
- Deficiencia de barrido:**
 definición, 509.
 estudios en modelos, 510, 512.
 inundación con agua, 510-511.
 recicló, 520.
- Deliberabilidad del gas, 417-418.**
Desplazamiento, eficiencia de, 548.
Destilado, 86.
Diagramas de composición o de fases, 91.
Drenaje en arrendamientos, 59-60.
- Ecuación de difusividad:**
 constante, 347-348.
 deducción, 390-391.
 intrusión de agua, 269, 281-282.
 resolución, 392-393.
- Ecuación piramidal, 47.**
Ecuación Schilthuis, 198.
Ecuación trapezoidal, 47-48.
- Ecuaciones de flujo fraccional:**
 sistema agua-petróleo, 451-452.
 sistema gas-petróleo, 473-474.
- Efecto Klinkenberg, 356.**
Efecto límite:
 acuíferos, 276.
 restauración de presión, 404-405.
 yacimientos de gas, 420-421.
 yacimientos de petróleo, 399-400.
- Efecto superficial:**
 definición, 403.
 pruebas de restauración de presión, 406, 417-418.
- Eficiencia de barrido:**
 definición, 509.
 estudios en modelos, 510-512.
inundación con agua, 510-511.
 recicló, 520.
- Empuje por depleción (ver *Empuje por gas interno*).**
Empuje por fluido miscible, 470.
Empuje por gas:
 externo, 461.
 interno, 470.
- Empuje por gas en solución (ver *Empuje por gas interno*).**
Empuje por gas interno:
 factores que incluyen en la recuperación, 486.
 método de Muskat, 472.
 método de Turner, 475.
 operaciones de inyección de gas, 485-487.
- Equivalente en gas:**
 agua producida, 70-71.
 condensado producido, 69.
- Espaciamiento de pozos:**
 gas, 418.
 petróleo, 166-167, 487-488.
- Estimulación:**
 acidificación, 407.
 definición, 384.
 determinación o medición, 404-405.
 fracturación, 386.
- Evaluación (ver *Comportamiento de yacimiento*).**
- Factor de comprensibilidad, 36, 537.**
Factor de conformación, 548.
Factor de contracción, 140.
Factor de daño, 406.
Factor de desviación, 36.
Factor volumétrico del petróleo, 138-139.
Factores de conversión, 28-29.

- Factores de desviación del gas, 36, 98, 115-116.
- Factores volumétricos:
- agua, 174.
 - ecuaciones, 43-44, 139.
 - correlación de Y, 242.
 - correlaciones para petróleo, 143.
 - dos fases, 140.
 - gas, 43, 219, 246-247.
 - método de mínimos cuadrados, 219, 246-247.
 - petróleo, 138-139, 143, 170, 218-219, 242, 246-247.
 - relativos, 170.
 - uniformización, 170, 218-219, 242, 246-247.
- Fluido no saturado, 540 y ss.
- Flujo en sistema de cinco pozos, 382.
- Flujo no continuo:
- acuíferos, 264, 318.
 - ecuación de difusividad, 269, 282, 347-348, 390, 392.
 - estudios en analizadores, 300-316.
 - estudios de restauración de presión, 387, 401, 416.
 - interferencia de pozos, 396.
 - intrusión de agua de Hurst y Van Everding, en, 272-273.
 - pruebas de contrapresión, 414.
 - tiempo de readaptación, 347, 363, 413.
 - yacimientos de gas, 420-421.
- Flujo radial:
- en áreas de drenaje limitadas, 360.
 - estado no continuo, 390.
 - fluido incomprensible, 358.
 - gases, 410, 418-419.
 - presión promedia, 363.
- Formación Ellenburger, 320-321.
- Formación Smackover, 316.
- Formación Woodbine, 319.
- Fracturación, 386.
- Gas:
- asociado, 537.
 - disuelto, 537.
 - libre, 537.
 - húmedo, 537.
 - comprensibilidad, 341.
 - condensación retrógrada, 91-92.
 - constantes críticas, 42, 99-100.
 - factores de comprensibilidad, 39-41.
 - factores de desviación, 36.
 - factores volumétricos, 43.
 - gradientes, 45.
 - gravidad, 41-43.
 - puntos de rocío, 91-92.
 - seco, 536 y ss.
 - viscosidad, 335.
- Gasolina, 538.
- Glosario de voces o términos técnicos, 536 y ss.
- Gradiente:
- estático en un pozo de gas, 44-45.
 - gas en el yacimiento, 44-45.
 - hidráulica (gravitacional), 330.
 - presión del fluido, 330.
- Gravedad específica:
- condensado de gas, 95-96.
 - gases, 34.
 - relación con el peso molecular, 95-96.
- Historia de ingeniería de yacimientos, 17.
- Humectabilidad, 469.
- Índice de autores, 551.
- Índices de empuje, 216.
- Índice de ineffectividad, 369.
- Índice de productividad:
- declinación, 366-367, 490.
 - definición, 365.
 - efecto en la rata de producción, 366-367.
 - en yacimiento de depleción, 369, 490.
 - específica, 370.
 - promedio del campo, 313.
 - pruebas de restauración, 389.
- Ingeniería de yacimientos:
- definiciones, 19.
 - historia, 17.
 - símbolos, 22, 28.
- Integrales exponenciales:
- definición, 392-393, 396.
 - valores, 394.
- Interdigitación, 549.
- Interferencia de pozos:
- estado continuo, 381-382.
 - estado no continuo, 396.
- Interferencia de presión:
- pozo, 381-382.
 - yacimiento, 316.
- Intrusión de agua:
- analogías, 266.
 - cálculo simultáneo con el volumen del petróleo inicial, 292, 306.
 - cálculos volumétricos, 299-300.
 - ecuaciones, 286-287.
 - estado continuo, 207.

- estado no continuo, 264, 272-273, 300, 318.
estudios de campos, 306.
expresiones analíticas, 207, 208, 265.
fuentes, 264.
tiempo de readaptación, 347-348.
yacimientos de gas, 62.
Intrusión de agua de Van Everdingen y Hurts, 272-273.
Inundación con agua:
comportamiento, 501.
eficiencias de barridos, 509.
recuperación después de la ruptura, 519.
yacimientos estratificados, 492.
Inyección de gas, 547.
- Ley de Darcy, 328.
Ley de los gases:
no perfectos o reales, 36.
perfectos, 32.
Ley de Poiseuille, 354.
Liberación diferencial:
datos de PVT del campo Kelly-Snyder, 156-157.
en yacimientos, 232-233.
pruebas de laboratorio, 223-225.
yacimientos de condensado de gas, 120-121.
Liberación instantánea (flash):
datos de PVT, 121, 138.
definición, 120.
en yacimientos, 233.
pruebas de laboratorio, 225.
- Llene, tiempo de, 548.
volumen de, 547.
- Mantenimiento de presión:
campo Kelly-Snyder, 159-160.
campo Rockwell, 244, 250.
operaciones de recicló, 122, 520.
- Mapas:
curvas del nivel del subsuelo, 47.
isobáricos, 52, 53-54.
isopacos, 47, 53-54.
- Mecanismo de desplazamiento de Buckley-Leverett, 453, 470.
- Método de mínimos cuadrados:
coeficientes, 221.
factores volumétricos del gas, 219, 246-247.
- Método de Stiles, 492.
Método de Turner, 475.
- Métodos de Muskat:
empuje por gas interno, 472.
yacimientos estratificados, 505.
Modelo electrolítico, 511.
Modelo pontenciométrico, 512.
Modelos:
eléctricos, 300, 315, 372-373, 519-520.
electrolíticos, 511.
hidráulicos, 266.
potenciométricos, 512.
siluotógrafos de Rayos X, 516.
trazadores de fluidos, 519.
Modelos eléctricos, 372.
Mol, 31.
Movilidad, 333-334.
- Nivel freático inclinado, 311.
- Operaciones de recicló:
estudios con modelos potenciométricos, 521-522.
recuperación de condensado de gas, 122.
Operaciones de recicló de gas, 122, 487-488, 520-522.
- Permeabilidad:
absoluta, 446.
al gas a baja presión, 356-357.
determinación a partir de la restauración de presión, 401, 416.
efectiva, 446.
efecto en la recuperación de petróleo, 146.
promedia, 352, 370.
relativa (ver *Permeabilidad relativa*).
unidades, 329-330.
variaciones, 329-330.
- Permeabilidad relativa:
areniscas, 483.
calizas, dolomitas y pedernales, 484-485.
datos de campos, 488.
definición, 447.
efecto en la recuperación, 486.
- Permio, 331.
- Peso molecular:
definición, 30.
tablas, 31, 42.
- Petrofísica, 18, 50-51, 328, 469.
Petróleo a condiciones de tanque, 536.
Petróleo en el ático, 469, 520.

- Petróleo en sitio:
 - balance de materiales, 180-181, 197, 292.
 - volumétrico, 150.
- Planimetría, 47.
- Plano de referencia, 332.
- Porosidad:
 - disponible para hidrocarburos, 463-464.
 - métodos de determinación, 50.
 - precisión, 50.
- Potencial a flujo abierto, 411.
- Pozos penetrados parcialmente, 378.
- de petróleo de terminación doble, 549.
- Presión:
 - de burbujeo, 539.
 - corrección al plano de referencia, 331-332.
 - crítica, 42.
 - del punto de burbujeo, 94, 137-138.
 - diferencial (pe-pw), 366.
 - en el límite, 264, 282-283.
 - estática en un pozo de gas, 44-45.
 - promedia para flujo radial, 363.
 - promedia del yacimiento, 53-54, 205.
 - rata de restauración en el yacimiento, 250.
 - restauración, 387, 401.
 - seudocrítica, 39.
- Presión capilar:
 - ecuaciones de desplazamiento, 461.
 - relaciones con el agua innata, 50-51.
- Presión de fondo (ver *Presión*).
- Presión diferencial (pe-pw), 366.
- Presión en el límite, 264, 549.
- Presión de rocío, 539.
- Propiedades físicas de hidrocarburos:
 - crudos típicos de yacimiento, 87, 134.
 - muestras para la determinación de PVT, 135.
 - parafinas, 42.
 - variaciones dentro del yacimiento, 136-137.
- Porrato, 154-155, 166-167, 245, 254, 369.
- Prueba de comportamiento isócrono, 416.
- Prueba de contrapresión, 411.
- Punto de burbujeo, 538.
- Punto cricondentérmico, 539.
- Punto crivaporvórico, 539.
- Punto de flujo, 549.
- Punto de rocío, 539.
- Radio de drenaje:
 - flujo de gas en estado transitorio, 420-421.
 - flujo de líquido en estado continuo, 358-359, 362.
 - flujo de líquido en estado no continuo, 395.
- Rata de máxima eficiencia, 254.
- Rata de vaciamiento, 98, 208, 249.
- Rata de vaciamiento del yacimiento:
 - condensado de gas, 97, 98, 99.
 - equivalente en gas, 69.
 - gas de relleno, 523.
 - petróleo, 207, 249.
- Razón de movilidades:
 - definición, 333-334, 447.
 - inundación con agua, 518-519.
 - velocidad relativa, 505-506.
- Razón de productividades:
 - definición, 372.
 - estudios en modelos eléctricos, 373-374.
 - pozos penetrados parcialmente, 378-379.
 - pruebas de restauración, 406, 417-418.
 - terminaciones cañoneadas, 376.
- Razón de tiempo adimensional:
 - balances de materiales, 305-306.
 - constantes del acuífero, 284.
 - definición, 279.
- Razón gas-petróleo:
 - clasificación de yacimientos, 86.
 - ecuación de flujo fraccional, 474.
 - ecuación de la razón fluyente, 474.
 - efecto en la recuperación, 154, 168-169.
 - en agua, 174.
 - fluidos de condensado de gas, 90, 110-111.
 - gas disuelto en petróleo crudo, 136, 168-169.
 - promedia, 162-163.
 - producida acumulativa, 152-153, 168-169.
 - restricción, 166-167.
 - separación por etapas, 230.
 - yacimientos de petróleo de empuje por depleción, 159-160.
- Razón de reciclo, 547.

Recuperación:

- condensado de gas, 111-112, 124, 520.
- drenaje en los arrendamientos, 60.
- efecto de la permeabilidad relativa, 448-449, 486.
- efecto de la razón gas-petróleo, 154.
- efecto de la reinyección de gas, 487.
- espaciamento de pozos de gas, 418.
- gas, 55, 57.
- inundación con agua, 518-519.
- petróleo, 144, 153-154.
- rata de eficiencia máxima, 254.
- segregación gravitacional, 467.
- yacimientos estratificados, 492.

Relaciones de PVT:

- diagramas de composición o de fases, 91.
- pruebas de laboratorio, 121, 138, 225.
- selección de datos, 232.

Reservas:

- balance de materiales, 62, 113, 150, 292.
- cálculos, 59, 147, 486.
- cálculos volumétricos, 46, 88-89, 144.
- definición, 22.
- inundación con agua, 504, 505, 509, 518-519.
- pronóstico del empuje por depleción, 471-472.

Restauración de presión:

- en estado continuo, 387.
- en estado no continuo, 401.
- pozo de gas, 416.
- yacimiento, 250.

Saturación:

- agua connata o innata, 50.
- crítica, 156, 449.
- gas, 58-59, 67, 156, 159, 253.
- líquido retrógrado, 110-111.
- petróleo, 148, 158, 498-499.
- razón de permeabilidades relativas, 451.

Saturación de gas:

- crítica, 156-157, 252-253.
- residual después de inundación con agua, 58-59, 67.

Saturación de petróleo:

- antes de inundar, 498-499.
- depleción volumétrica, 158.
- residual después de inundación con agua, 147-148.

Saturación residual:

- gas, 58, 66-67.
- inundación con agua, 499.
- petróleo, 148.

Saturaciones críticas, 156-157, 448-449.

Segregación gravitacional:

- cálculos de desplazamiento, 461.
- efecto en la recuperación de petróleo, 255-256.
- observaciones prácticas, 468.

Siluetógrafo de Rayos X, 516.

Símbolos:

- cartografía, 28.
- ingeniería de yacimientos, 22.
- Solubilidad (ver *Razón gas-petróleo*).
- Solubilidad del gas (ver *Razón gas-petróleo*).
- Soluciones de Hurts y Van Everdigen, 272-273.

Tiempo de readaptación:

- criterio de flujo, 347-348.
- deducción, 363.
- pruebas de contrapresión, 413.

Viscosidad:

- agua, 334.
- efectos en la recuperación de petróleo, 147-148.
- gas, 335.
- petróleo, 337.

Yacimiento de la caliza Paradox, 121.

Yacimiento Mile Six, 463.

Yacimiento Torchlight Tensleep, 310.

Yacimientos coralinos del cañón Kelly-Snyder, 136, 155-156, 230, 233, 241.

Yacimientos estratificados, 492.

Yacimientos de petróleos volátiles, 241, 488.

Zona Bacon Lime, 117.

Zona Gloyd-Mitchell, 161, 254.

Zona de transición, 52, 452.

Corrección Datos POT

d: diferencial

f: flash

$$Bo = Bo_d \cdot \left[\frac{Bo_f}{Bo_d} \right]$$

$$R_s = R_{sif} - (R_{sid} - R_{sd}) \left[\frac{Bo_f}{Bo_d} \right]$$

$$Co = \frac{(Bo_b - Bo_i)}{Bo_i \Delta P}$$

$$S_g = 1 - \left(1 - \frac{UP}{N} \times \frac{Bo}{Bo_i} \right) (1 - S_{wc})$$

$$T_f = (T_{PT} - T_o) * \frac{D_F}{D_{PT}} + T_o$$

PF:

PT: Prof Total

O: Superf

$$De Pi a Pb \Rightarrow Np = N * \left(1 - \frac{Bo_i}{Bo_b} \right)$$

$$\frac{T_f - T_s}{(PF - Ps)} = \text{Gradiente} * \text{Prof}$$

$$\text{Grad} * \text{Prof} + T_o$$

R_w = 1) Diámetro del Revetedor o Casing dividido entre 2.

2) Diámetro mecha / 2

3. Radio del hueco obtenido por perfilaje (caliper o micro caliper)

R_e

1. Un solo pozo en el yacimiento
 R_e = la totalidad del área del yacimiento.

2. Varios pozos.

R_e se estima de un pozo específico como el radio equivalente al punto medio de la distancia promedio entre el pozo sombreado a estudio y los pozos que lo rodean.

$$Q_{cs} = \frac{1}{R_o} \cdot \frac{(7.08 kh)}{\mu} \cdot \frac{(P_e - P_w)}{\ln r_e / r_w}$$

$$J = \frac{Q_{cs}}{P_e - P_{wf}} \Rightarrow J = \frac{7.08(kh)}{B_o \mu} \cdot \frac{1}{\ln r_e / r_w}$$

Restauración

$$r_w' = r_w e^{-S(\text{daño})}$$

$$A = A_g \cdot \frac{Q_{\text{pozo}}}{Q_g}$$

[Handwritten signature]

